

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Отделение Геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы	
Комплекс геофизических исследований скважин с целью решения разведочных задач в пределах Игольско-Талового нефтяного месторождения (Томская область)	
УДК 553.982:550.832-047.74(571.16)	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223А	Абдрахманов Нурлан Сматович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Стоцкий В.В			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По геологической части

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тимкин Т.В.	К.Г.-М.Н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Т.А.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Немирович-Данченко М.М.	д.ф.-м.н.		

Томск – 2018 г.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Отделение Геологии

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) Немирович-Данченко М.М.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
223А	Абдрахманову Нурлану Сматовичу

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью решения разведочных задач в пределах Игольско-Талового нефтяного месторождения (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

Текстовый и графический материалы по Игольско-Таловому нефтяному месторождению, обзорная карта района работ, каротажные диаграммы.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов

Введение

1. Общие сведения о месторождении. Географо-экономический очерк. Геолого-геофизическая изученность района.

2. Геолого-геофизическая характеристика месторождения. Стратиграфия.

Тектоника. Нефтегазоносность. Физические свойства горных пород и руд.

3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.

4. Основные вопросы проектирования. Задачи геофизических исследований. Обоснование объекта исследований. Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.

5. Методические вопросы. Методика проектных геофизических работ. Интерпретация геофизических данных.

6. Специальное исследование. Метод активной термометрии. Тепловая метка

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

8. Социальная ответственность

Заключение

Список использованных источников

Перечень графического материала

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
По геологической части	Доцент Тимкин Т.В.
По менеджменту	Доцент Пожарницкая О.В.
По социальной ответственности	Ассистент Задорожная Т.А.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Стоцкий В.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223А	Абдрахманов Нурлан Сматович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
223А	Абдрахманову Нурлану Сматовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на проведение комплекса геофизических исследований скважины Игольско-Талового месторождения для оценки ее технического состояния
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм и внутренним правилам организации
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Согласно действующему законодательству РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	1. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	2. Расчет затрат времени и труда по видам работ
3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	3. Нормы расхода материалов
4. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	4. Общий расчет сметной стоимости

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Отсутствует

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В	К. Э. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223А	Абдрахманов Нурлан Сматович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
223А	Абдрахманову Нурлану Сматовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Объектом исследования является Игольско-Таловое нефтяное месторождение, для которой проводится комплекс ГИС. Комплекс позволяет решить такие задачи как:

- литологическое расчленение, выделение покрышек и корреляция исследуемого геологического разреза;
- выделение коллекторов, оценка характера их насыщения и выявление контактов пластовых флюидов на этапе оперативной интерпретации;
- определение подсчетных параметров для обоснования объема запасов углеводородов (пористость, нефтегазонасыщенность, эффективные толщины, контакты пластовых флюидов и т.д.).

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.
2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.

Среди вредных факторов выявлены следующие:

- отклонение показаний микроклимата в помещении и на открытом воздухе (источники теплоты в помещении и работа на открытом воздухе при неблагоприятных метеорологических условиях);
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- превышение уровней шума (высокий уровень шума при работе на устье скважины).

Среди опасных факторов выявлены следующие:

- электрический ток;
- движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Для всех выявленных опасных и вредных факторов рассмотреть мероприятия по защите.

2. Экологическая безопасность	Провести анализ негативного воздействия на литосферу, возникающего при выбросах бурового раствора из скважины, гидросферу, путем просачивания загрязняющих агентов через песок, а также атмосферу, воздействие на которую сводится к выхлопным газам от работы каротажной станции. Разработать решения по обеспечению безопасности окружающей среды
3.Защита в чрезвычайных ситуациях	Выбрать наиболее типичную ЧС, в данной работе это – пожары. Разработать меры по предупреждению ЧС и повышению устойчивости объекта к данной ЧС
4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Условия труда работников должны соответствовать пунктам перечня мероприятий [34], а все геофизические работы должны проводиться в соответствии с ПУЭ [26] и РД 153-39.0-072-01 [27].

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223А	Абдрахманов Нурлан Сматович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа _____ с., _____ рис., _____ табл., _____ источников, _____ прил.

Ключевые слова: Пласт Ю₁²; нефтяное месторождение; Игольско-Таловое месторождение; куполовидное поднятие; геофизические исследования скважин.

Объектом исследования является: Игольско-Таловое нефтяное месторождение.

Цель работы: проектирование комплекса геофизических исследований для доразведки Игольско-Талового нефтяного месторождения.

В процессе исследования проводились: анализ геолого-геофизических исследований и результатов разработки месторождения; качественный и количественный анализ геофизических исследований скважин разной продуктивности.

Основные результаты исследования: Результаты ранее проведенных геофизических исследований скважин разной продуктивности; выявление геофизических признаков нефтяного пласта Ю₁².

Область применения: Область применения: горизонтальные скважины Игольско-Талового нефтяного месторождения.

Значимость работы: ВКР имеет научное и практическое значение.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- *залежь нефти*: единичное скопление нефти, заполняющее ловушку полностью или частично;
- *каротажная диаграмма*: табличное или графическое описание условий бурения или геофизических характеристик, полученное при исследовании скважины;
- *коллектор углеводородов*: горная порода, содержащая пустоты (поры, каверны или системы трещин) и способная вмещать и фильтровать флюиды (нефть, газ, воду);
- *скважина*: цилиндрическая горная выработка в земной коре, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной;

Обозначения и сокращения:

- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- КВ – кавернометрия;
- НГК – нефтегазоконденсатное;
- БКЗ — боковое каротажное зондирование;
- ПЖ – промывочная жидкость;
- УЭС – удельное электрическое сопротивление;
- ВИКИЗ — высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование;
- ГК — гамма-каротаж интегральный;
- ИК – индукционный каротаж;
- БК – боковой каротаж;
- ПС – метод самопроизвольной поляризации;
- КС – каротаж сопротивлений.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	13
1.1 Географо-экономический очерк района работ	13
1.2. Геолого-геофизическая изученность месторождения.....	16
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИГОЛЬСК- ТАЛОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	20
2.1 Стратиграфия.....	20
2.2. Тектоника.....	24
2.3 Нефтегазоносность	28
2.4 Петрофизическая характеристика продуктивных пластов Игольско- Талового месторождения	37
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	43
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	46
4.1. Задачи геофизических исследований.....	46
4.2 Обоснование объекта исследования	46
4.3 Априорная ФГМ объекта	48
5.МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	51
5.1 Методика проектных геофизических работ	51
5.2 Интерпретация геофизических данных	56
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	73
7.1. Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту	73
7.2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования	75
7.3. Расчет производительности труда, количества партий	79
7.4. Планирование, организация и менеджмент при производстве геологоразведочных работ	79
7.5. Расчет сметной стоимости проекта.....	81
8.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	87

8.1. Производственная безопасность	87
8.1.1. Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	89
8.1.2. Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)	93
8.2. Экологическая безопасность.....	102
8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	104
8.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	108
8.4.1 Специальные нормы трудового законодательства.....	108
8.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	111
ЛИТЕРАТУРА.....	112

ВВЕДЕНИЕ

Динамика добычи нефти в Томской области характеризуется как падающая, что обусловлено следующими факторами:

- значительной выработкой многих крупных, уникальных высокопродуктивных месторождений и их высокой обводненностью;
- вводом в разработку месторождений, в основном, с трудноизвлекаемыми запасами нефти, характеризующимися высокой геологической неоднородностью и требующих существенного увеличения капитальных вложений в их освоение;
- значительным сокращением поисково-разведочных работ;

Необходимость использования геофизических исследований скважин обуславливается тем, что с их помощью можно детально расчленить геологический разрез, с достаточной точностью определить фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов.

Главная задача дипломной работы состоит в том, чтоб наглядно представить значимость и целесообразность применения комплекса методов геофизических исследований скважин (ГИС) для доразведки месторождения. Для достижения этой цели, на примере Игольско-Талового нефтяного месторождения, подробно будет рассмотрен каждый метод в отдельности. Затем будет выбран комплекс методов, в дальнейшем применяемый на данном месторождении, ведь только комплексное использование методов позволяет получить полную информацию о перспективности и целесообразности разработки и дальнейшей эксплуатации месторождения.

Выбор комплекса методов ГИС для данного месторождения будет производиться исходя из геологического строения района, а также по основным результатам геофизических работ прошлых лет.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Географо-экономический очерк района работ

В административном отношении Игольско-Таловое нефтяное месторождение находится в Каргасокском районе Томской области. В 2,5 км на запад и 2 км на север от него расположены разрабатываемые Карайское и Федюшкинское нефтяные месторождения (рисунок 1.1).

Рельеф пологоволнистый, слаборасчленённый, с общим наклоном поверхности в северном и северо-западном направлении.

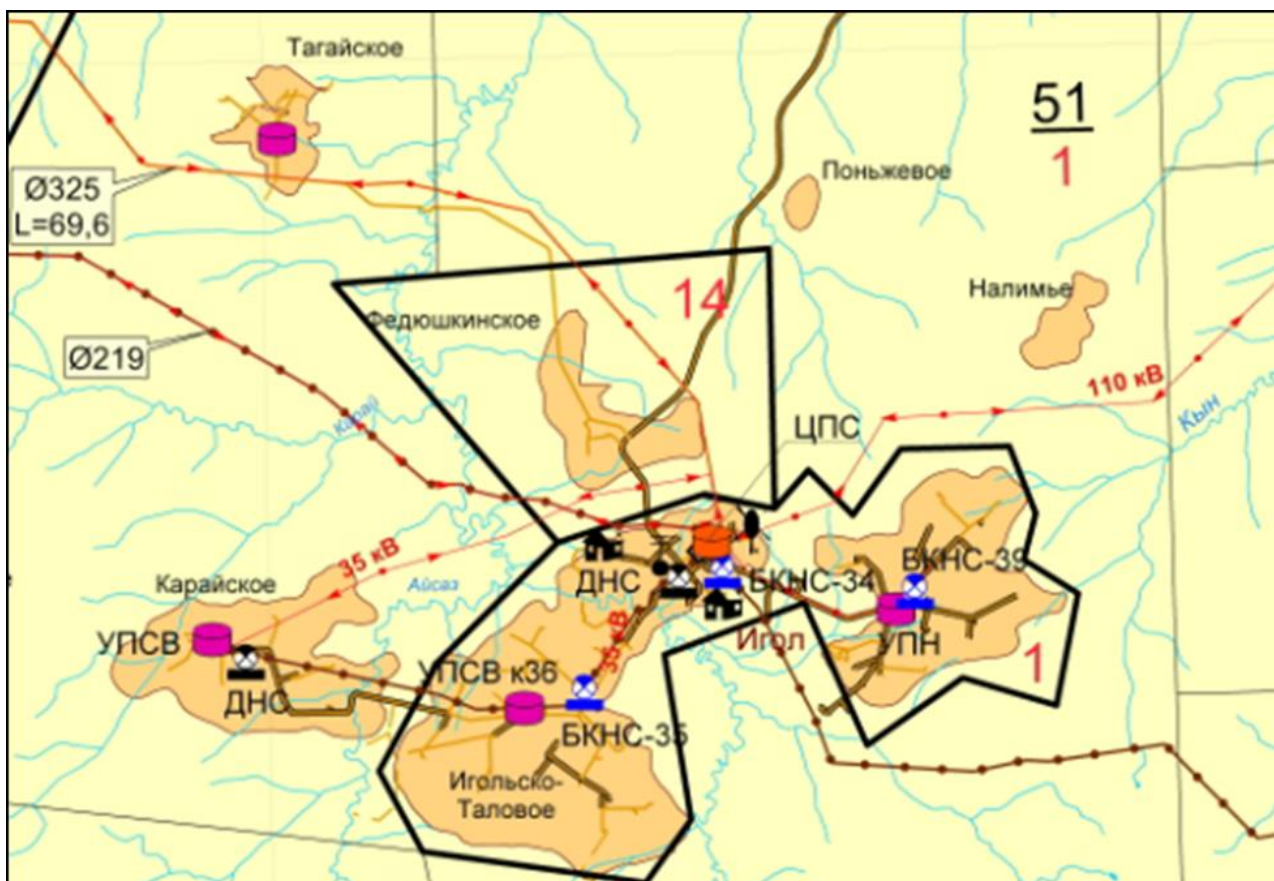
Климат района континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким летом. По данным ближайшей метеостанции, расположенной на той же широте (с. Пудино), средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца июля равна $+24^{\circ}\text{C}$, а средняя минимальная температура самого холодного месяца января -40°C . Среднегодовая температура воздуха составляет $-1,2^{\circ}\text{C}$, абсолютный минимум температуры зимой -55°C , абсолютный максимум летом $+37^{\circ}\text{C}$.

Среднегодовое количество осадков 500 мм, что позволяет, при недостаточной тепло-обеспеченности, отнести район к зоне избыточного увлажнения. С осадками бывает половина и более дней в году. Максимум осадков приходится на июль.

Устойчивый снежный покров появляется в октябре и сходит только в начале мая. Его средняя высота составляет около 1 м, на открытых участках – около 0,5 м, а на заселенных может достигать 1,5 м. Глубина промерзания грунта составляет 0,8-1,6 м, а покрытых снегом болот – не превышает 0,4 м.

Преобладающее направление ветра данного района – юго-западное и южное.

Месторождение расположено в среднетаежной ландшафтно-климатической зоне. Строительный лес, необходимый для обустройства месторождения, имеется в достаточном количестве.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Рисунок 1.1. Обзорная карта района работ

Гидрографическая сеть района Игольско-Талового нефтяного месторождения принадлежит бассейну верхнего течения р. Васюган, который протекает на расстоянии 20-25 км к северо-востоку от месторождения. Васюган судоходен, но, в основном, только в периоды весеннего половодья (май–июнь) и для судов малого тоннажа. Период ледостава – со второй половины октября до конца апреля.

Наиболее крупная река района — р. Чертала, левый приток реки Васюган. Река Чертала пересекает Игольско-Таловое месторождение с юго-востока на северо-запад и впадает в р. Васюган в 70 км севернее

Одинаковый режим водотоков, различных по протяженности и форме водосборных бассейнов, может свидетельствовать о том, что речная сеть района принадлежит единой гидравлической системе и питается преимущественно подземными водами.

Воды рек и озёр могут применяться для питьевого водоснабжения и хозяйственных нужд.

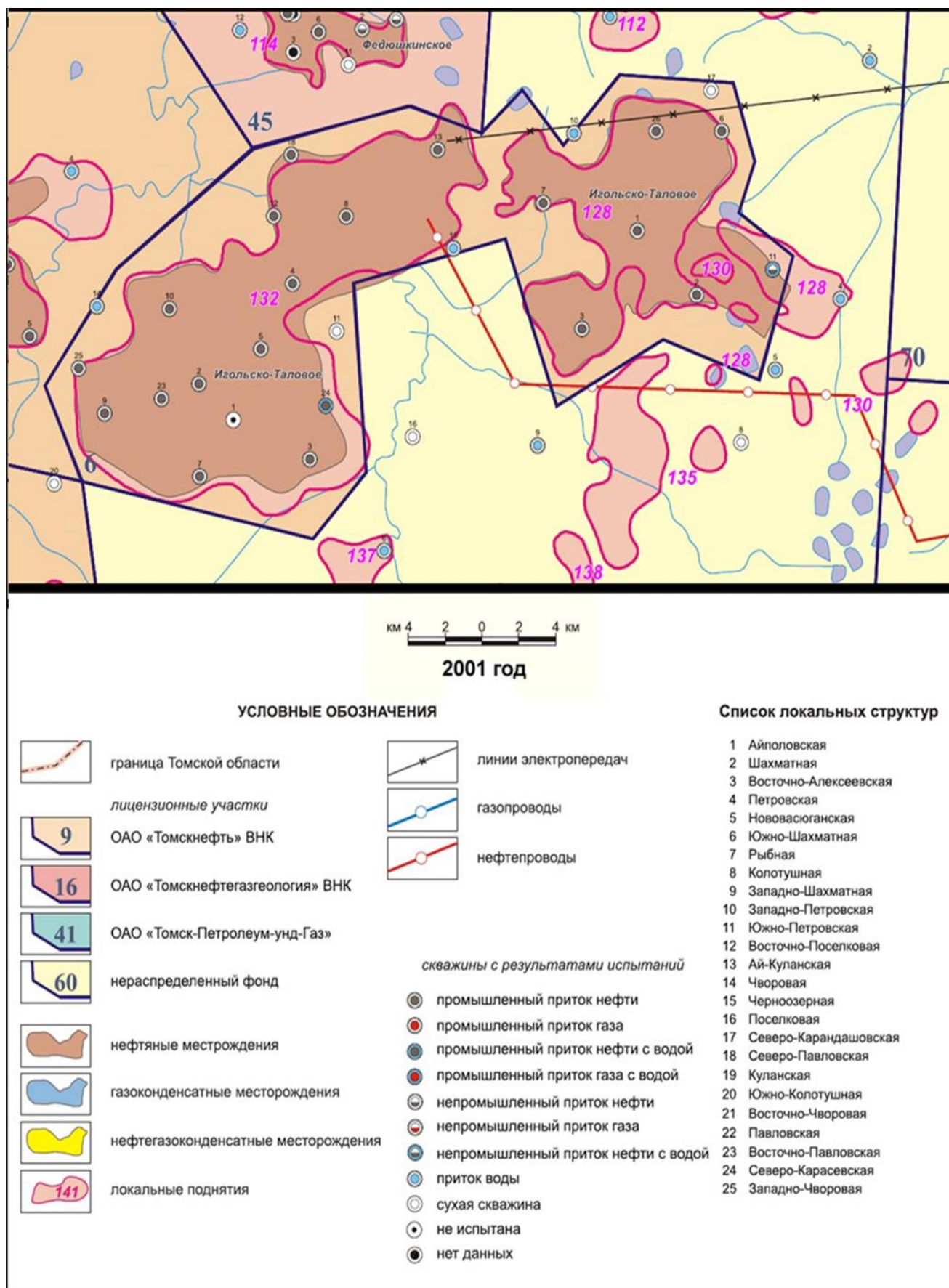
Ближайшим населенным пунктом является пос. Майск, расположенный в 60 км восточнее Игольско-Талового месторождения.

На месторождении имеется вахтовый поселок, две вертолетные площадки, ремонтные службы. Обеспечение строительства внутрипромысловых работ, кустовых оснований проводится за счет привозного гравия из Томска и использования местных песков, добываемых из пойменно-террасовых отложений р. Чертала.

Энергоснабжение Игольско-Талового месторождения осуществляется от подстанции 110/35/5 2Х25 МВА.

Для питьевого водоснабжения пригодны воды новомихайловской свиты верхнепалеогенового возраста, для технических нужд, эксплуатационного бурения используют подземные воды сеноманского водоносного комплекса[1]

1.2. Геолого-геофизическая изученность месторождения



Определение степени изученности месторождения в целом проведено по соотношению запасов УВ категорий С1 и С2. Однако в пределах месторождения имеется небольшой, сложно построенный, литологически ограниченный нефтенасыщенный пласт $\text{Ю}_1^{\text{МУ}}$, степень изученности которого до сих пор остается низкой. Следует отметить, что доля запасов по категории С1 этого пласта составляет всего 1,8% от запасов категории С1 от всего месторождения, в тоже время доля запасов по категории С2 пласта $\text{Ю}_1^{\text{МУ}}$ составляет 61% от всех запасов месторождения этой категории (рисунок 1.3). Это указывает на то, что на достаточно хорошо изученном крупном месторождении имеется небольшое «белое пятно», изучение которого ведется одновременно с заканчиванием разбуривания южной части Игольской площади. Именно поэтому месторождение в целом можно считать подготовленным для промышленного освоения, т.к. добычные возможности и запасы УВ, свойства нефти и газа и другие особенности разработки изучены с полнотой, достаточной для технико-экономического обоснования решения о порядке и системе разработки.[3]



Рисунок 1.

рождения

В период 1947-1961гг. были проведены такие работы как геологическая съемка, аэромагнитная съемка, гравиметрическая съемка, аэромагнито-гравиразведка в масштабе 1:100 000. [2]

Краткие сведения о результатах проведенных геолого-геофизических работ, выполненных на Игольско-Таловом лицензионном участке и обрамляющих его площадях, приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Геолого-геофизическая изученность района работ

№ п/п	Год защиты отчета, организация, номер партии, авторы	Метод исследований, масштаб	Краткие результаты работ
1	2	3	4
1	1961 г.СОКГЭ, с/п 43/60-61 Дыжин А.И.	МОВ 1:100 000	В юго-западной части Нюрольской впадины выявлено и частично детализировано Игольское поднятие.
2	1975 г.ТГТ, с/п 7/74-75	МОВ 1:100 000	Уточнено строение Игольского поднятия в особенности ее северной и южной периклиналей. Выявлены и охарактеризованы Таловое и Тальянское поднятия.
3	Рисунок 1.3. Структура запасов нефти Игольско-Талового месторождения		
			Игольское и Таловое поднятия. Проведенной работой, в том числе с помощью бурения 9 поисковых скважин, также частично уточнено строение Талового, Поньежового и Северо-Айсазского поднятий.
4	1978 г. ТГТ, с/п 7/77-78	МОВ 1:100 000	Детализированы Игольское и Таловое поднятия с рекомендацией бурения 12 поисковых скважин на Таловом поднятии. Подготовлены к бурению Северо-Айсазская и Карайская структуры.
5	1981 г.,ТГТ, с/п 4,5,7/78-80 Берлин Г.И.	МОГТ 1:100 000	Детализирована Черталинская структура. Выявлена Налимья структура.
6	1983 г. ТГТ с/п 4,5,7,18/81-82 Берлин Г.И. Пономарь Ю.В.	МОГТ 1:100 000	Детализированы Гаревая, Кыновская и Угловая структуры. Уточнено строение Тальянского поднятия. Выявлены Северо-Тальянское, Восточно-Тальянское, Южно-Тальянское и Верх-Черталинское поднятия.
7	1985 г.ТГТ с/п 4,5,7/83-84 Берлин Г.И.	МОГТ 1:100 000	Подготовлены к бурению Кыновская, Лиственная, Южно-Лиственная, Северо-Черталинская, Восточно-Черталинская и Налимья структуры.
8	1986 г. СибНГФ, с/п 15/85-86 Дроздов А.П.	МОГТ Маршрут Майское-Игольское л.п.	Выявлены антиклинальные перегибы.
9	1989 г. ЦГЭ, с/п 118/87-88 Козленко П.П.	Региональные профили МОГТ	Выделены перегибы в чехле, зоны выклинивания тюменской свиты и тектонические экраны в осадочных породах.
10	1990 г. СибНГФ, с/п20/86-89	МОГТ 1:50 000	Уточнено строение северо-восточной, центральной и западной частей Игольско-

	Фрольченко Н.И.		Талового месторождения.
--	-----------------	--	-------------------------

Продолжение Таблицы 1.1

11	1993 г.СибНГФ, с/п 20/89-92 Дроздов А.П.	МОГТ 1:50 000	Завершена детализация Игольско-Талового месторождения. Выявлены перспективные объекты в нижних горизонтах осадочного чехла.
12	1996 г. ТГТ, с/п 4,5/92-95 Петров В.Н. Хадеев А.М. Шадрина Н.Д.	МОГТ 1:50 000	Подготовлены к бурению Западно-Айсазское и Раздельное поднятия. Переподготовлены к бурению Северо-Айсазское, Айсазское и Тальянское поднятия. Выявлены новые небольшие по площади поднятия.
13	1997 г.СибНГФ с/п 20/94-96 Максименко О.В., Шкор А.И. и др.	МОГТ 1:100 000	В нижнеюрском интервале разреза подготовлена к бурению Игольско-Таловая СЛЛ и выявлены Северо-Игольская, Северо-Налимья, Южно-Поньжевая, Вост.-Поньжевая и Северо-Глуховская СЛЛ.
14	1969-1990 гг., ЦГЭ, г/п 11, Елфимов Ю.П., Гублер Ю.З., Бабицев В.В. 1972-2002 гг ТГФ, г/п 19 Сомова Ж.М. и др.	СК, ВСП и АК на площадях Новосибирской, Омской и Томской областей.	Изучена скоростная характеристика разреза, проведена стратиграфическая привязка отражающих горизонтов в скважинах Поньжевая № 300, Налимья № 8, Черталинские №№ 1,2; Федюшкинские №№ 3,11; Игольская № 15Р и других.
15	1994, 1996 гг. СибНГФ, т/п 4/93, 4/95-96 Черняк В.С.	Тематические работы	Уточнены структурный план кровли пласта Ю ₁ ⁰ на Игольском месторождении и геологическая модель Игольской залежи.
16	1958-1990 гг. «Томскнефтегазгео- логия» 1958-1985 гг, НТГУ	Бурение разведочных и поисковых скважин.	На юго-западе Томской области открыты Крапивинское, Налимье, Поньжевое, Глуховское, Карайское, Игольско-Таловое, Федюшкинское Моисеевское и др. месторождения нефти.
17	2007-2008 гг. с/п09/07-08 ОАО«Сибнефтегео- физика»	Полевые сейсморазведочны е работы МОГТ 3Д на Таловой площади	Выполнены полевые сейсморазведочные работы 3Д на Таловой площади в объеме 201,9 км ²
18	2008 г. Проведение обработки и интерпретации материалов МОГТ 2Д/3Д сейсморазведочных работ на Игольско- Таловом и Поньжевом лицензионных участках	Тематические работы	Уточнен структурный план по II ^a и другим отражающим горизонтам на Таловом участке Игольско-Талового месторождения. Выполнен прогноз характеристик продуктивного пласта Ю ₁ ² на Таловом участке Игольско-Талового месторождения.

19	Эксплуатационное бурение на Игольско-Таловом месторождении (1991-2018 гг.)	Эксплуатационное бурение	К 2018 году разбурено 95 % площади запасов Игольского участка и 100 % Талового участка.
----	--	--------------------------	---

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Стратиграфия

Геологический разрез месторождения складывается образованиями фундамента доюрского возраста, несогласно перекрывающимися отложениями осадочного чехла (рис.2.1).

Палеозойская эра (PZ)

На Игольско_Таловом месторождении отложения палеозойской группы вскрыты в скважинах 1 и 2 Игольских и 17 Таловой. Глубины вскрытия различные – 3207,3186 и 3335 м.

Литологически вскрытые породы представлены эффузивами, дацит-андезитовыми порфиритами, кварцевыми диоритами интенсивно карбонатизированными, долеритами.

Вскрытая толщина палеозойских отложений составляет 105 м.

Мезозойская эра(MZ)

Триасовая система (T)

Отложения триасовой системы на Игольско-Таловом месторождении выделяются по данным скважин 1, 2 Игольских и 5, 17 Таловых.

По внешним признакам и литолого-фациальному составу отложения триаса не отличаются от вышележащих отложений тюменской свиты, поэтому интервалы их залегания в разрезе скважин можно выделить только условно.

По литологическому составу отложения триаса представлены переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. По разрезу встречаются прослои углей. В скважине 2 Игольской определялся комплекс спор и пыльцы, который позволяет вмещающие породы отнести к средне-позднетриасовому возрасту (Ткачева Л.Г.).

Юрская система (J)

Нижне-среднеюрский отдел (J_{1-2})

Тюменская свита($J_{1-2} bs-bt_1$)

Тюменская свита складывается частым переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников преимущественно серых и темно серых и углей. Осадки свиты формировались в континентальных условиях.

Толщина отложений тюменской свиты составляет 284-384м.

Верхнеюрский отдел (J_3)

Васюганская свита($J_3 k-o$)

Отложения свиты залегают трансгрессивно на отложениях тюменской свиты. По литологическим особенностям васюганская свита разделяется на две подсвиты: нижневасюганскую, преимущественно глинистую, и верхневасюганскую, преимущественно песчаную. Формирование отложений свиты происходило в морских, прибрежно-морских условиях, возможно, с перерывами или кратковременными переходами в континентальные условия в верхней ее части.

В кровле свиты почти повсеместно залегают маломощные песчаники барабинской пачки. Песчаники глауконитовые, зеленоватые, обладают повышенной радиоактивностью. Толщина пачки не превышает 3 м.

В составе васюганской свиты выделяются песчаные пласты, входящие в горизонт $Ю_1$: пласты $Ю_1^2$ и $Ю_1^{МУ}$ являются промышленно нефтеносными в пределах игольской площади и пласт $Ю_1^2$ в пределах Таловой. Толщина свиты изменяется от 69 до 117 м.

Георгиевская свита($J_3 km$)

Георгиевская свита на месторождении распространена отдельными участками, представлена темносерыми, темными, плотными аргиллитами. Формирование отложений свиты происходило в условиях начала трансгрессии кимериджского моря. Средняя толщина свиты 4-8 м.

Баженовская свита($J_3 v$)

В пределах месторождения отложения баженовской свиты залегают на отложениях васюганской либо георгиевской свит и формировалась в условиях

максимальной трансгрессии. Отложения свиты представлены темно-бурыми до черных битуминозными аргиллитами плитчатыми, плотными, с остатками детрита. Эти отложения являются хорошим маркирующим горизонтом. Толщина свиты – 26-31 м.

Вышележащие меловые отложения (куломзинская, тарская, киялинская, алымская, покурская, кузнецовская, березовская, ганькинская свиты), палеогеновые и четвертичные отложения представлены терригенным песчано-глинистым разрезом, согласно перекрывающим юрские породы.

Меловая система – K

Меловая система является наиболее значительной по толщине (1830-2060 м) осадочных пород в составе платформенных отложений. Представлена она всеми ярусами как нижнего, так и верхнего отделов. В составе системы выделяется восемь свит.

Палеогеновая система – P

Палеогеновый комплекс отложений представлен морскими, преимущественно глинистыми породами с прослоями рыхлых песчаников и алевролитов и континентальными (в верхней части разреза), преимущественно песчано-алевритистыми образованиями. В составе морских отложений выделяются три свиты (снизу вверх): талицкая (палеоцен), люлинворская (эоцен) и чеганская (в.эоцен+н.олигоцен), а континентальная толща выделяется в некрасовскую серию (ср.+ верх, олигоцен). Общая толщина палеогеновых отложений составляет 290-300 м.

Четвертичные отложения – Q

Четвертичные отложения представлены серыми, желтовато-серыми глинами, суглинками, алевролитами и песками. Толщина отложений 30-50 м.[5]

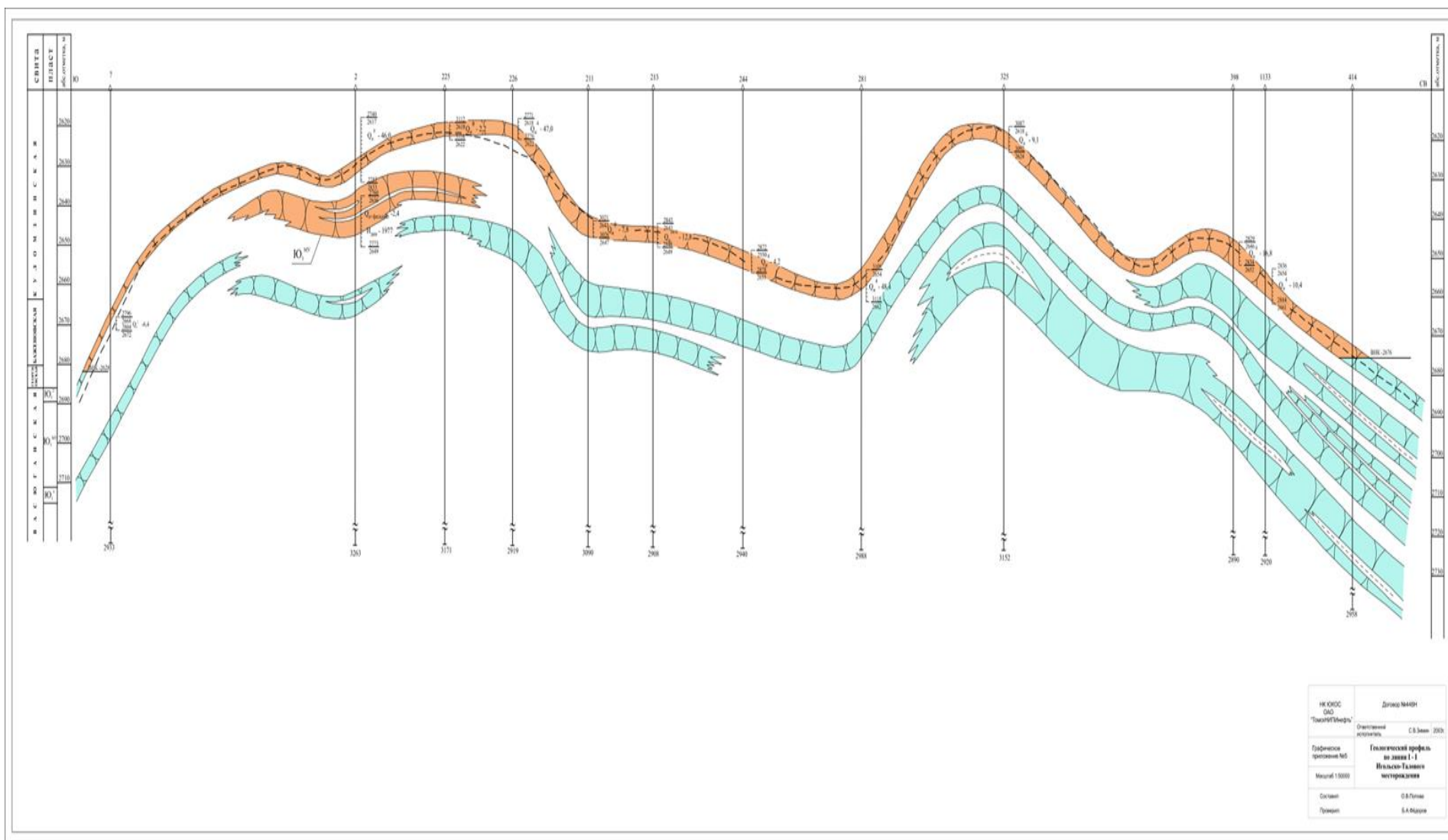


Рисунок 2.1. Геологический разрез Игольско-Талового месторождения

2.2. Тектоника

Согласно структурно-тектоническому районированию фундамента Западно-Сибирской плиты (редактор В.С. Сурков, 1981 г.) (рис. 2.2), рассматриваемая территория приурочена к южной части Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта – одному из крупнейших рифтовых структур Западно-Сибирской плиты.

В платформенном чехле грабен-рифту соответствует крупная структура – Нюрольская мегавпадина (рис. 2.3), которая является отрицательной структурой I порядка, расположена в южной части Колтогорско-Нюрольского желоба. В структурном плане отражающего горизонта Па (подошва баженовской свиты) Нюрольская мегавпадина оконтуривается на глубине -2660 м, имеет площадь 20150 км² и амплитуду 340 м.

В пределах Нюрольской мегавпадины выделены 5 отрицательных (Кулан-Игайская впадина, Тамрадская впадина, Осевой прогиб, Тамянский прогиб, Седельниковский прогиб) и 2 положительные структуры (Игольско-Таловое куполовидное поднятие и Фестивальный вал) III порядка.

Игольско-Таловое куполовидное поднятие расположено в центральной части Нюрольской мегавпадины, объединяет группу локальных поднятий на глубине -2700 м. К данному поднятию и приурочено Игольско-Таловое нефтяное месторождение.

В структурном плане по основному отражающему сейсмогоризонту Па Игольско-Таловая структура представляется крупной куполовидной складкой, размеры которой составляют 42х15-20 км при амплитуде поднятия 75 м.

В пределах куполовидного поднятия выделены структуры более мелкого порядка: Игольская и Таловая.

Игольская структура, являющаяся наиболее крупной, представляет собой складку неправильной формы северо-восточного простирания, размером 25х20 км и амплитудой около 75 м по сейсмоизогипсе -2680 м. В пределах структуры выделяется два купола: южный, имеющий большую площадь, и северо-

восточный, их амплитуды по сейсмоизогипсе отражающего горизонта Па -2640 м оцениваются, соответственно, в 35 м и 25 м.

Таловая структура гипсометрически является более опущенной по отношению к Игольскому поднятию. Как самостоятельный элемент она выделяется по изогипсе -2680 м, имеет сложную форму. Ее размеры составляют 15х12 км при амплитуде около 35 м.

Западная оконечность поднятия, в виде структурного мыса, вытянута в сторону северо-восточного края Игольской структуры.

Таловая структура осложнена рядом поднятий с оконтуривающимися изогипсами -2660-2670 м, изометричной и удлиненной формы, различного простирания и амплитуд. Самое крупное из них, в пределах которого пробурена скважина № 1П, имеет удлиненную форму и преимущественно северо-восточное простирание. Амплитуда данного поднятия составляет 15 м. Другое локальное поднятие расположено в южной части Таловой структуры (в районе скважины № 3П). Оно имеет овальную форму, несколько вытянутую в широтном направлении, осложнено рядом мелких куполов. Амплитуда поднятия составляет около 25 м.

Склоны поднятия характеризуются несколько разными углами падения: южные, как правило, более крутые, чем северные.[4]

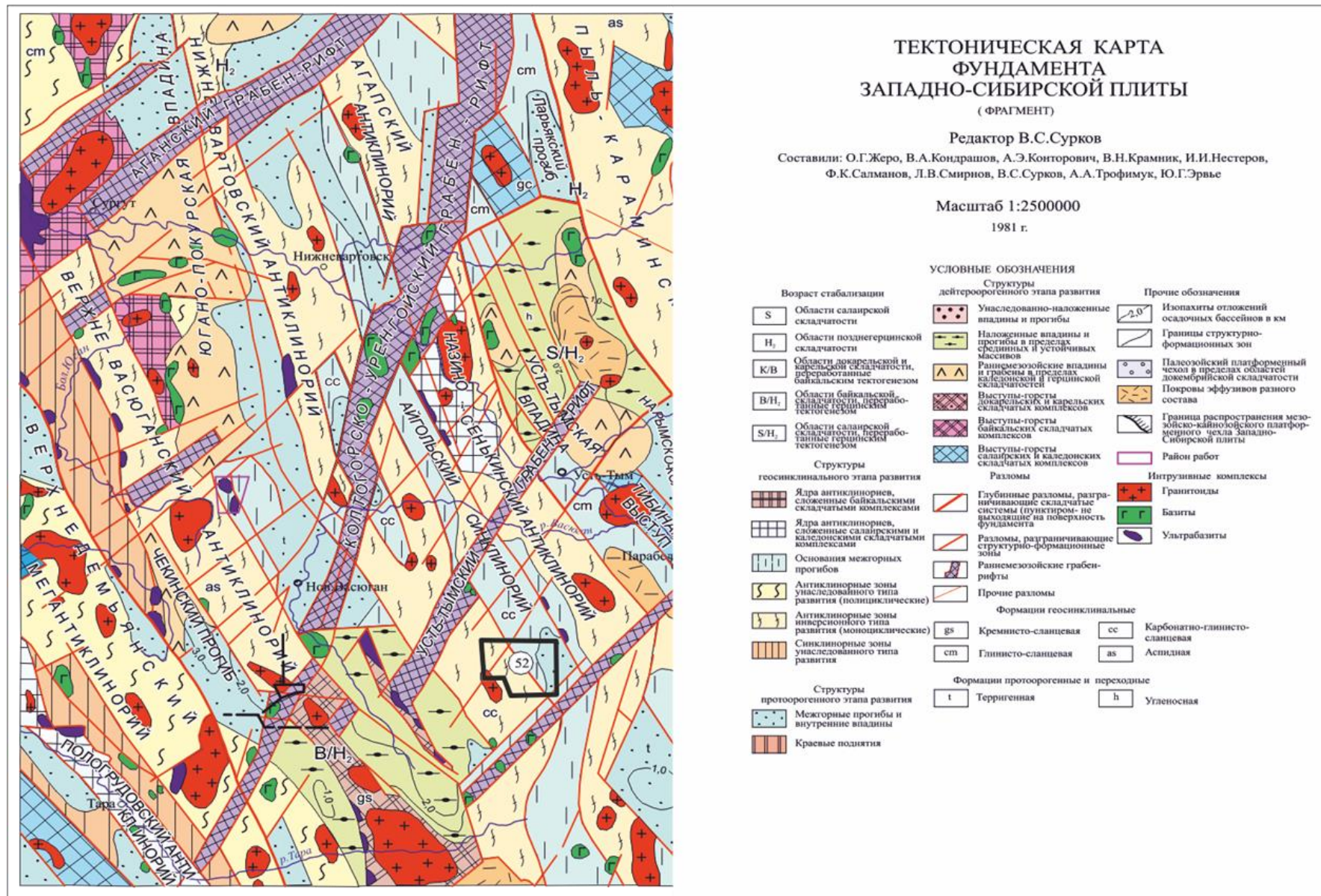


Рисунок 2.2 Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты (фрагмент). Ред. Сурков В.С. 1981 г.[4].

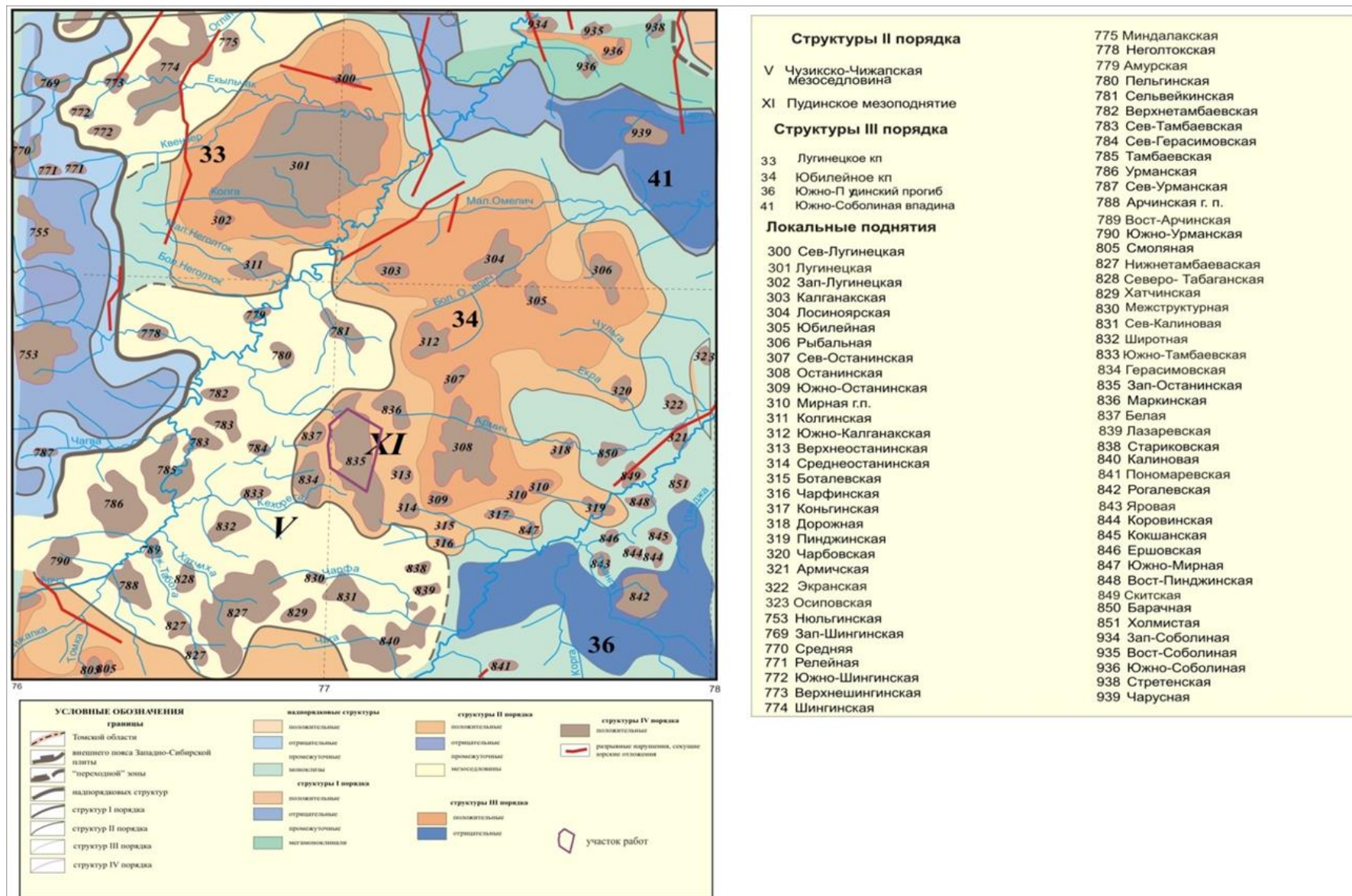


Рисунок 1.3 Фрагмент «Тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области» (ред. А.Э.Конторович и др., 2001 г.)[4]

2.3 Нефтегазоносность

Игольско-Таловое нефтяное месторождение находится в пределах Васюганского нефтедобывающего района. В непосредственной близости от него эксплуатируется Карайское нефтяное месторождение. Промышленная нефтеносность района связана с терригенными отложениями надугольной и межугольной толщ горизонта Ю₁ - пластами Ю₁² и Ю₁^{МУ} (васюганская свита). На Игольской структуре продуктивны оба пласта – Ю₁² и Ю₁^{МУ}, на Таловой структуре продуктивен только пласт Ю₁², пласт Ю₁^{МУ} отсутствует

Литологически продуктивные отложения пласта Ю₁² представлены песчаниками серыми, светло-серыми, среднесцементированными, участками известковыми.

Пласт Ю₁^{МУ} литологически представлен песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, слюдистыми с прослоями алевролитов, аргиллитов и остатками растительного детрита.

Средние значения общей, эффективной толщины продуктивных пластов месторождения и толщин непроницаемых пропластков рассчитывались как среднеарифметические значения. Нефтенасыщенная толщина нефтяной и водонефтяной зон рассчитывалась как средневзвешенная с учетом площади распространения обозначенных зон.

Общая толщина пласта Ю₁² Игольской площади в нефтяной зоне пласта изменяется в пределах от 1,8 до 10,59 м (среднее значение 5,2 м), нефтенасыщенная от 0,7-7,8 м (средневзвешенное значение 4,0 м), эффективная от 0,7-7,8 м (среднее значение 4,0 м), толщина непроницаемых разделов в среднем составляет 1,4 м, изменяясь в интервале 0,39-5,06 м.

Пласт Ю₁² Таловой площади. Общая толщина в нефтяной зоне 4,7 м, изменяясь в интервале 3,16-6,79 м, а в целом по пласту составляет 4,4 м. Средневзвешенное значение нефтенасыщенной толщины составило 3,9 м, при интервале изменения 2,4-5,79 м. Эффективная толщина в нефтяной зоне в среднем составляет 4,1 м, а в целом по пласту 3,5 изменяясь от 1,2 м до 6,39 м. Толщина непроницаемых разделов в нефтяной зоне меньше, чем в целом по

пласту. В нефтяной зоне она составила в среднем 0,9 м, а по пласту в целом 1,3 м.

Пласт Ю₁^{МУ} Игольской площади, также не вскрыт в водонефтяной зоне. Общая толщина пласта в нефтяной зоне составляет 7,0 м, а в целом по пласту 5,9 м. Средневзвешенное значение нефтенасыщенной толщины составляет 4,6 м, изменяясь от 2,37 м до 10,6 м. Эффективная толщина в среднем в нефтяной зоне и по пласту в целом равна 5,8 м, минимальное значение равно 2,37 м, а максимальное 10,6 м. Толщина непроницаемых разделов составляет в среднем: в нефтяной зоне 1,8 м, а по пласту в целом 3,2 м.

Перекрывающие породы сложены преимущественно глинистыми отложениями георгиевской и битуминозными аргиллитами баженовской свит, которые служат надёжной покрывкой и являются хорошими геолого-геофизическими реперами.

В других частях разреза по геофизическим данным и единичным опробованиям пластов горизонта Ю₁, Б₁₆₋₂₀, Б₉ и отложений триаса признаков нефтеносности не установлено.

Пласт Ю₁² – основной продуктивный пласт Игольско-Талового месторождения (содержит около 92 % запасов). Вскрыт на глубинах 2717-3484 м и, как коллектор, имеет повсеместное распространение за исключением скважины № 6П Игольской площади, где происходит замещение коллектора плотными разностями. С данным пластом связаны три залежи: одна приурочена к Игольской структуре и две – к Таловой.

Пласт Ю₁^{МУ} развит лишь на юге Игольской структуры. Вскрыт на глубинах 2758-3488 м. Имеет ограниченное распространение по площади.

Таблица 2.2 Характеристика залежей

Индекс пласта, пачки	Площадь, залежь	Глубина залегания пласта, глубина, м а.о.	Высотное положение ВНК, а.о.	Размеры залежи			Пределы и средние значения нефтенасыщен-ной толщины, м	Тип залежи
				длина, км	ширина, км	высота, м		
Ю ₁ ²	Игольская	<u>2744-3219</u> -2614-2696	-2676-2683- 2696	25,0	6,0	77	<u>0,8-8,7</u> 3,9	Пластово-сводовая, литологически экранированная
Ю ₁ ^{му}	Игольская Основная залежь	<u>2758-3488</u> -2618-2673	-2654-2673	10	1,9	55	<u>1,1-11,8</u> 5,4	Пластово-сводовая, литологически экранированная
	Игольская Южная залежь	<u>2863-3115</u> -2606-2670	-	2,5	0,7-1,7	30	<u>2,4-9,6</u> 3,8	Литологически экранированная
Ю ₁ ²	Таловая Основная залежь	<u>2783-3549</u> -2647-2683	-2683	3,5-5	2-3,5	36	<u>1-8,6</u> 4,5	Пластово-сводовая
	Таловая Район скв.№ 11Р	<u>2809-2818</u> -2678-2683	-2683	1,7	1,3	5	<u>4,4</u> 4,4	Пластово-сводовая

Игольский участок

Результаты бурения подтвердили структурные построения, проведенные ранее и наклонный контур нефтеносности пласта Ю₁².

Всего на Игольской площади за весь период разведки и эксплуатации пробурено 16 законтурных скважин, из них 4 разведочных и 12 эксплуатационных.

Водонефтяная зона вскрыта шестью скважинами. Площадь водонефтяной зоны незначительна, составляет 5,3 % от общей площади залежи. Наклонный ВНК вскрыт двумя скважинами: № 24Р на а.о. -2675,2 м - восточный борт и скважиной № 14Р на а.о. -2696,3 м, которая подсекла контакт на западном крыле залежи.

Литологически пласт представлен серыми, светло-серыми, средне-мелкозернистыми, среднесцементированными, участками известковистыми песчаниками.

При опробовании разведочных и поисковых скважин максимальный дебит нефти получен из скважины № 4П - 33,8 м³/сут на 4 мм штуцере, минимальный из скважины № 24Р (Q_н – 7,24 м³/сут, Q_в – 0,76 м³/сут на 4 мм штуцере).

Ранее водонефтяной контакт принимался наклонным. Для восточного борта контакт был принят на а.о. –2676 м (по кровле водонасыщенной части коллектора в скважинах №№ 24Р и 1162), для западного борта на а.о. - 2683-2694 м (ВНК на а.о. -2683 м – по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине № 18Р, а а.о. -2694 м – по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине № 14Р).

В данной работе принципы обоснования ВНК не изменились. Уровень ВНК остался на тех же отметках, за исключением района скважины № 14Р, находящейся в южной части западного крыла, где он понизился до а.о. -2696 м, (рис.2.4) в связи с переинтерпретацией ГИС, и южнее скважины № 14Р, в районе вновь пробуренного куста № 70.

Общая толщина пласта Ю₁² в пределах Игольской площади изменяется от 1,9 до 12,8 м, эффективные и нефтенасыщенные толщины от 0,9 до 8,7 м, увеличиваясь с юго-запада на северо-восток.

По типу залежь пласта Ю₁² является пластово-сводовой литологически ограниченной в юго-восточной части. Размеры залежи 25 х 6 км, высота – 77 м.

В процессе эксплуатационного разбуривания южной части Игольской структуры, была установлена нефтеносность нижележащего межугольного пласта Ю₁^{МУ}, с которым связано две залежи – основная и южная.

Кроме того, что сам пласт имеет ограниченное распространение по площади, еще и, как коллектор, развит не повсеместно. Результаты бурения свидетельствуют о сложном литологическом строении пласта, формировавшемся в континентальных условиях. Замещение песчаного тела глинистыми разностями происходит даже на незначительном расстоянии.

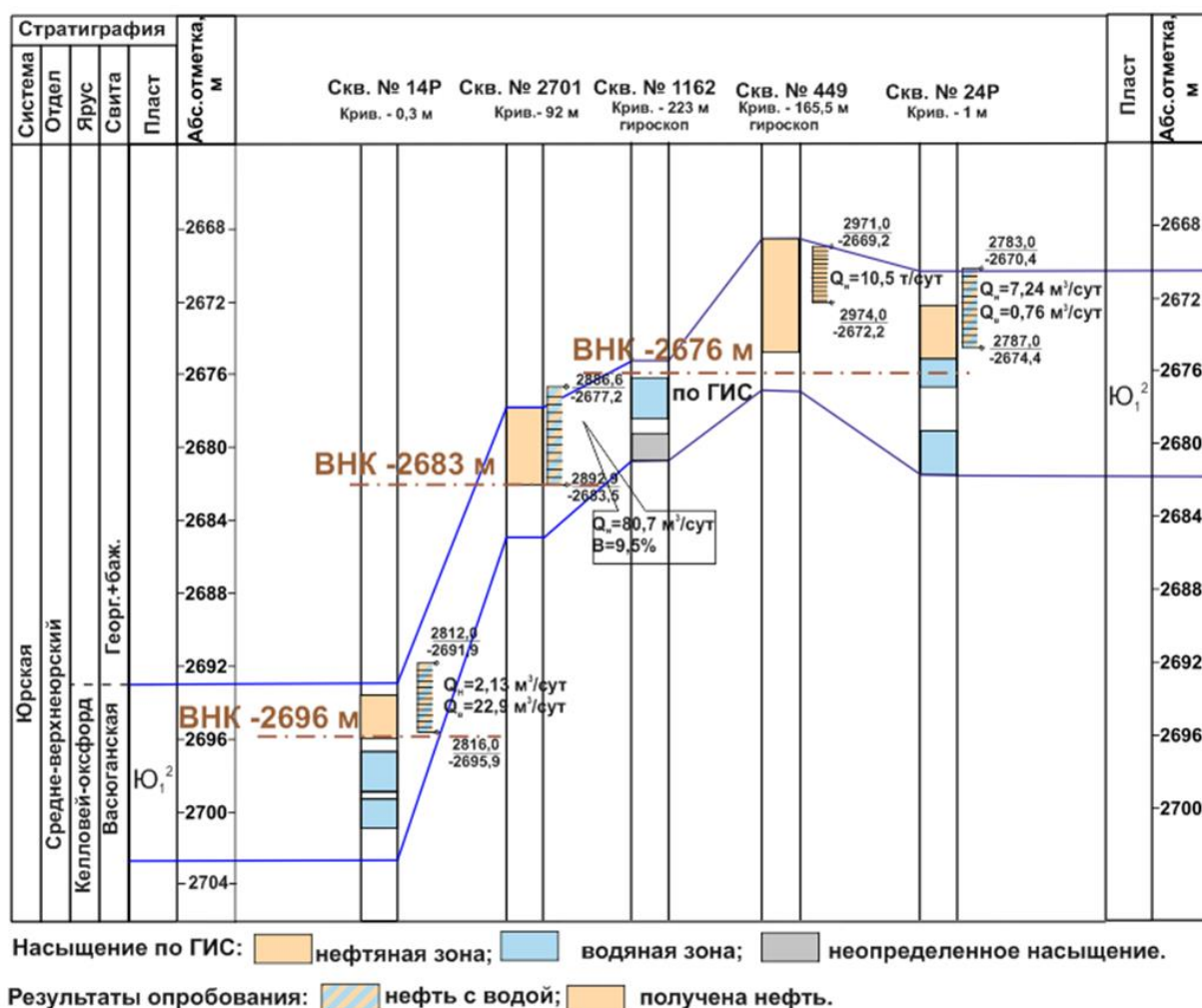


Рисунок 2.4 Схема обоснования ВНК пласта Ю₁² Игольской площади

Литологически пласт представлен песчаником серым, мелкозернистым, средней крепости, слоистым за счет включений обугленного растительного детрита. Плотные разности сложены алевролитом светло-серым, песчанистым и аргиллитом светло-серым, с линзами алевролита, с желваками пирита.

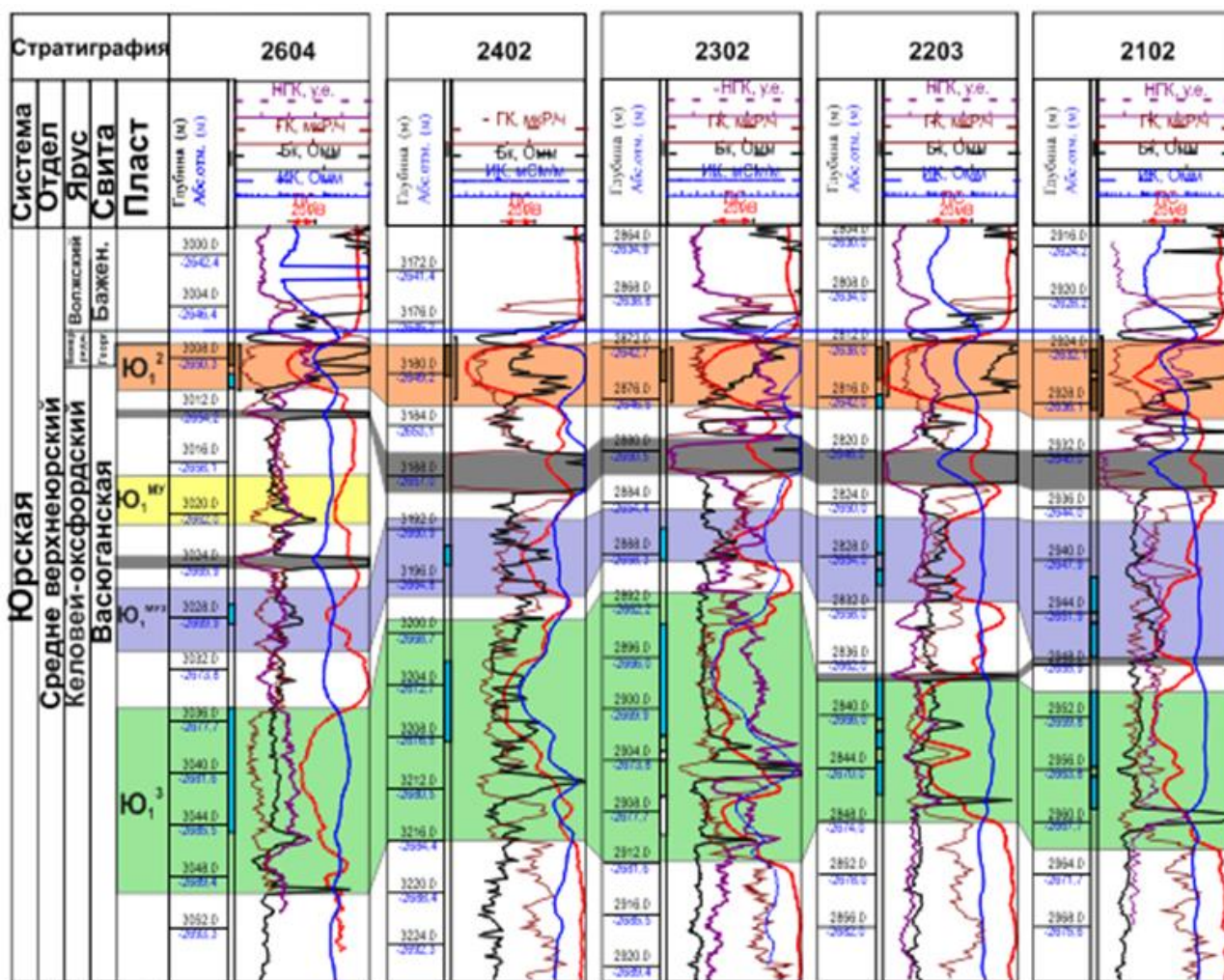


Рисунок 2.5 – Схема корреляции по скважинам Игольской площади

Эффективная и нефтенасыщенная толщины пласта $Ю_1^{МУ}$ в данной залежи изменяются от 1,1 м до 11,8 м. Залежь пластовая сводовая, литологически экранирована с юга и севера(рис.2.6).

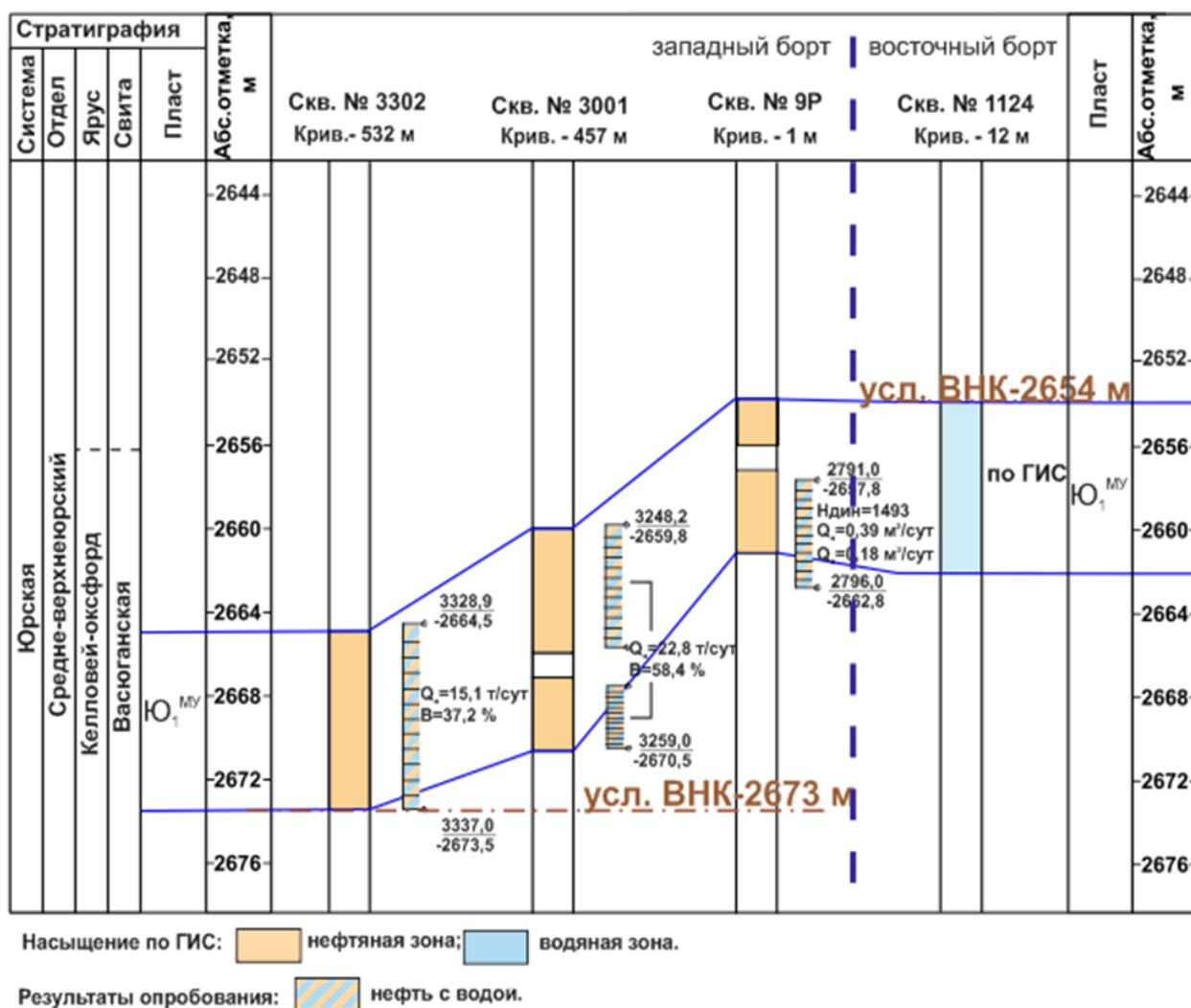


Рисунок 2.6 Схема обоснования ВНК пласта $Ю_1^{МУ}$ Игольской площади

Вторая залежь, южная, связанная с пластом $Ю_1^{IVY}$, расположена южнее выше описанной залежи, со всех сторон ограничена зоной замещения коллектора. Залежь вскрыта тремя скважинами: №№ 382, 1122, 2105. После последнего подсчета запасов в пределах данной залежи скважины не бурились. Все скважины вскрыли только нефтяную зону пласта, не опробованы. Продуктивность установлена по результатам интерпретации данных ГИС. Сопротивление пласта составляет 4,2-8,5 Омм, коэффициент нефтенасыщенности 0,36 - 0,52 д.ед.

Тип залежи – литологически ограниченная со всех сторон. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяется от 2,4 до 9,6 м.

Возможной причиной понижения уровня ВНК в западном направлении для продуктивных пластов Ю₁² и Ю₁^{МУ} Игольско-Талового месторождения является улучшение ФЭС в западном направлении, что косвенно подтверждается лабораторными исследованиями кернa.[3]

Таловый участок

В пределах Талового участка в пласте Ю₁² выделяется 2 залежи нефти – основная, вскрытая поисково-разведочными (№№ 1П, 2П, 3П, 6П, 7П, 26Р) и эксплуатационными скважинами, и залежь, вскрытая только одной скважиной № 11Р.

Пласт Ю₁² имеет повсеместное распространение и, как коллектор, развит на всей площади.

Строение Таловой структуры и залежей, приуроченных к ней, уточнились по результатам эксплуатационного разбуривания и проведения 3Д сейсморазведочных работ. Всего за период с 2009 г. по 2015 г. пробурено 67 скважин (54 добывающих и 13 нагнетательных). Из них 12 пробурено в водонефтяной зоне.

Всего на Таловом участке опробовано 13 поисково-разведочных скважин. Дебиты нефти изменяются от 15,8 (скважина № 2П) до 27,3 м³/сут (скважина № 26Р) на 4 мм штуцере. Наибольшей удельной продуктивностью характеризуется пласт Ю₁₂ в скважинах №№ 3П и 26Р (0,88 – 1,28 м³/сут*МПа), низкие её значения получены в скважинах № 1П и № 6П (0,24-0,39 м³/сут*МПа).

По типу основная залежь нефти пласта Ю₁² пластовая, сводовая. Состоит из двух залежей, соединяющихся небольшой водонефтяной зоной. Нефтяная зона пласта составляет 67 % от площади залежи. Размеры северной части залежи составляют 3,5-4,0 х 3-3,5 км, амплитуда 36 м. Южная часть залежи имеет меньшие размеры: 3,5-5х 1-2 км, амплитуда 36 м.

Эффективная толщина пласта Ю₁², в северной части изменяется от 1,4 м до 7,8 м, эффективная нефтенасыщенная от 1,0 м до 7,8 м. В южной части эффективная толщина изменяется от 1,5 м до 10,4 м, эффективная нефтенасыщенная изменяется от 1,0 м до 8,6 м. Наибольшие толщины отмечаются в юго-западной части Таловой залежи.

Разведочные и эксплуатационные скважины, близкие к вертикальным, расположены в нефтяной зоне залежи. Водонефтяная и водоносная зона пласта вскрыта эксплуатационными скважинами с большим искривлением, что затрудняет обоснование водонефтяного контакта.

В ПЗ 2015 г. принцип и уровень ВНК не изменились. Водонефтяной контакт на Таловой залежи принят на а.о. -2683 м, что подтверждается опробованием эксплуатационных скважин. Контакт принят по кровле водонасыщенных пропластков скважин(рис.2.7)

Вторая залежь, в районе скважины № 11Р, приурочена к небольшому куполу, осложняющему Таловую структуру. В скважине вскрыт водонефтяной контакт, определенный по данным ГИС и подтвержденный результатами опробования. Интервал пласта составляет 2809,2-2817,8 м (а.о.-2678,0-2686,6 м). Пласт перфорирован в интервале 2808,0-2814,0 м (а.о.-2676,8 -2682,8 м), при этом получен приток воды с нефтью дебитом соответственно 23,8 м³/сут и 1,65 м³/сут на Нд-1191,5 м. Подошва нефтенасыщенной части коллектора по ГИС отмечается на а.о. -2683,4 м, а кровля первого водонасыщенного коллектора на а.о. – 2684,5 м.

Эффективная толщина в скважине № 11Р составляет 6,5 м, эффективная нефтенасыщенная – 4,4 м. Размеры залежи 1,7 х 1,3 км, высота 12 м.[3]

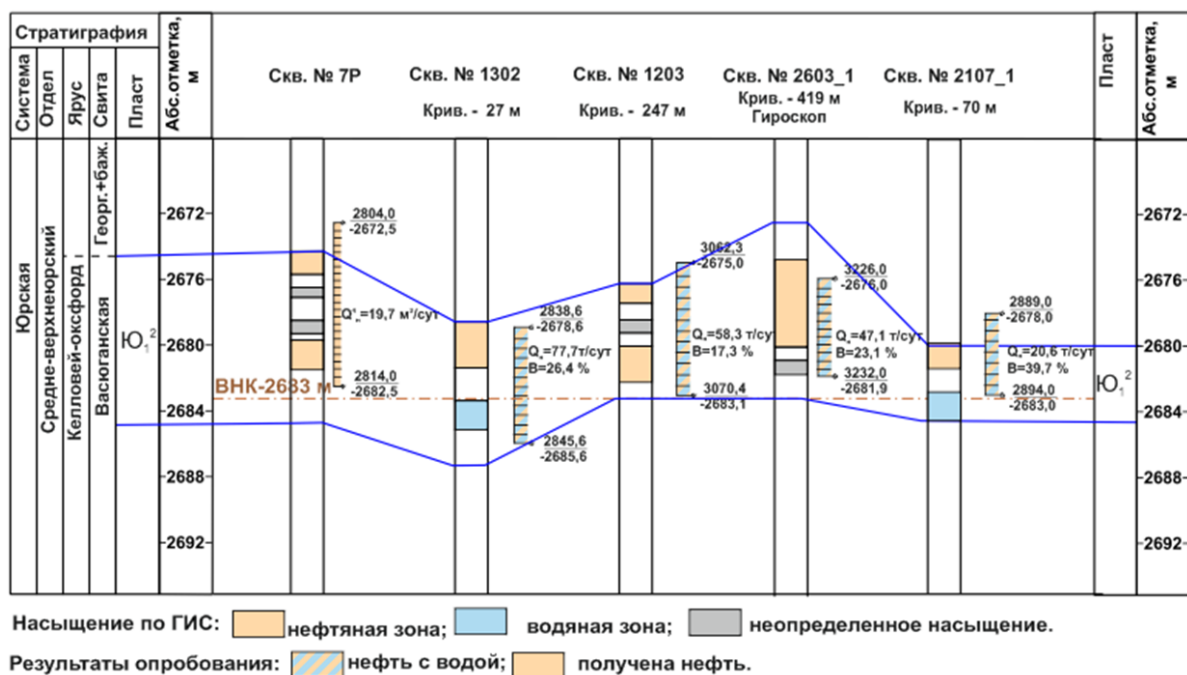


Рисунок 2.7 Схема обоснования ВНК пласта Ю₁² Таловой площади

Игольско-Талового месторождения

Переинтерпретация промыслово-геофизических исследований в скважинах Игольско-Талового месторождения проведена более чем в 95% эксплуатационных и разведочных скважин. Такое значительное количество результатов позволили рассчитать статистические показатели характеристик неоднородности: коэффициент песчанистости и коэффициент расчлененности пластов месторождения (таблица 2.5).

Как очевидно, рассчитанные коэффициенты показывают, что выявить наиболее неоднородный по строению среди всех продуктивных пластов невозможно. Так пласт Ю₁² Игольской площади имеет наименьший коэффициент песчанистости показывающий, что в разрезе пласта доля непроницаемых прослоев занимает у него большую часть, чем у остальных пластов, в тоже время он обладает и наименьшим коэффициентом расчлененности, показывающим его наибольшую однородность, по сравнению с другими. Кроме того, различная плотность наблюдений не позволяет провести адекватную оценку неоднородности пластов.

Таблица 2.3 - Статистические ряды распределения проницаемости Игольско-Талового месторождения

№ п/п	Интервал изменения проницаемости, мД	По геофизическим исследованиям		По гидродинамическим исследованиям		По данным лабораторного изучения керна	
		число случаев	% от общего числа	число случаев	% от общего числа	число случаев	% от общего числа
1	1,0-3,0	9	37.5	-	-	1	100.0
2	3,0-10,0	12	50.	-	-	0	0.0
3	10,0-30,0	3	12.5	-	-	0	0.0
4	30,0-100,0	0	0.0	-	-	0	0.0
5	100,0-200,0	0	0.0	-	-	0	0.0
	Всего	24	100.0	-	-	1	100.0

Таблица 2.4 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности

Вид исследования	Наименование	Параметры		
		Проницаемость мкм ² *10 ⁻³	К-т открытой пористости, %	К-т нач. н/насыщен- ности, %
Пласт Ю ₁ ^{му}				
Игольская площадь				
Лабораторные Исследования керна	Кол-во скважин	1	1	1
	Общее кол-во определений	5	14	5
	Среднее значение	1.52	14.30	54.0
	Интервал изменения	0,5-2,2	12,6-18,9	48,7-58,9
Геофизические	Кол-во скважин	24	24	23
	Общее кол-во определений	51	51	49
	Среднее значение	6.48	16.52	52.40
	Интервал изменения	1,3-27,8	12,7-20,0	41,0-69,1
Гидродинамические	Кол-во скважин	-	-	-
	Общее кол-во определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-

Таблица 2.5 - Статистические показатели характеристик неоднородности

Пласт	Площадь	Количество скважин	Коэффициент песчаности, д. ед.			Коэффициент расчлененности, д. ед.		
			Среднее значение	Коэффициент вариации	Интервал изменения	Среднее значение	Коэффициент вариации	Интервал изменения
Ю ₁ ²	Игольская	339	0.762	0.185	0,333-1,0	1.165	0.344	1,0 -3,0
	Таловая	13	0.820	0.210	0,375-1,0	1.571	0.340	1,0-2,0
Ю ₁ ^{му}	Игольская	30	0.819	0.223	0,205-1,0	1.333	0.594	1,0-3,0

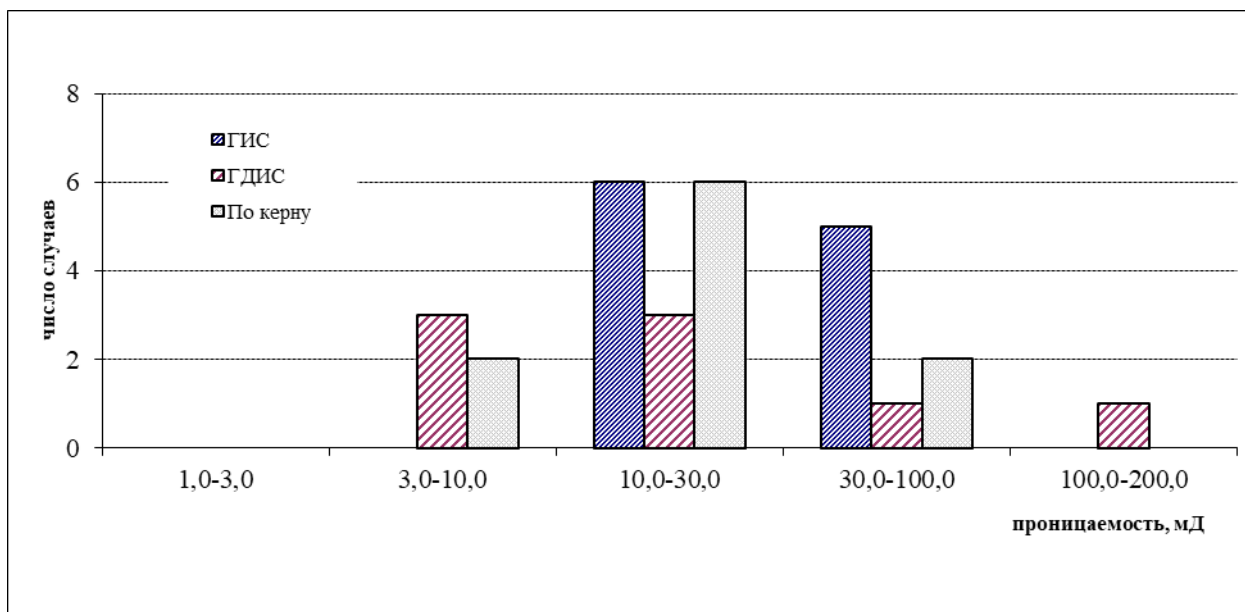


Рисунок 2.8 Статистические ряды распределение проницаемости пласта Ю₁² Таловой площади

Статистический анализ результатов определения проницаемости по скважинам различными методами (по керну, по ГИСу и по гидродинамическим исследованиям) показал (таблица 2.3), что наибольшее число скважин (рисунок 2.8) попало в интервал значений проницаемости от 10 до 30 и от 30 до 100 мД. Кроме того, отчетливо видно, что наибольшее число определений проницаемости приходится на результаты интерпретации геофизических данных и 87,1% определений попадает в интервал от 30 до 100 мД.

Коллекторские свойства пласта Ю₁^{МУ} возможно оценить лишь по результатам лабораторного исследования керна и промыслово-геофизическим исследованиям (таблица 2.4). Определения коэффициента открытой пористости по керну проводились в одной скважине (14 определений), средневзвешенное значение пористости составило 14,3%. По геофизическим исследованиям пористость пласта Ю₁^{МУ} изменяется от 12,7 до 20,0, среднее значение составляет 16,52%.

Коэффициент нефтенасыщенности пласта Ю₁^{МУ} определенный по керновому материалу на 5 образцах из разведочной скважины №2 в среднем составил 54%. По данным интерпретации каротажных диаграмм материалов ГИС коэффициент нефтенасыщенности определен по 49 прослоям из 23

скважин. Диапазон варьирования параметра находится в пределах 41,0-69,1%. Среднее значение составляет 52,4% (таблица 2.4).

Проницаемость продуктивного пласта $Ю_1^{МУ}$ определялась по данным геофизических исследований в скважинах и лабораторных определений по керну (по 1 скважине). Лабораторное определение коэффициента проницаемости на керне проведено по 5 образцам. Интервал изменения проницаемости этих образцов от 0,5 до 2,2 $мкм^2 \cdot 10^{-3}$. Среднее значение $1,52 мкм^2 \cdot 10^{-3}$. По материалам интерпретации ГИС количество определений, при расчете среднего значения, составило 51 значение. Диапазон изменения коэффициента проницаемости определенного по геофизическим данным составляет 1,3-27,8 $мкм^2 \cdot 10^{-3}$, что в среднем составило $6,48 мкм^2 \cdot 10^{-3}$ (таблица 2.4).

Статистический анализ результатов определения проницаемости по скважинам вскрывших пласт $Ю_1^{МУ}$ показал, что наибольшее число значений проницаемости (рисунком 2.9) попало в интервал от 3 до 10 и от 1 до 3 мД.[3]

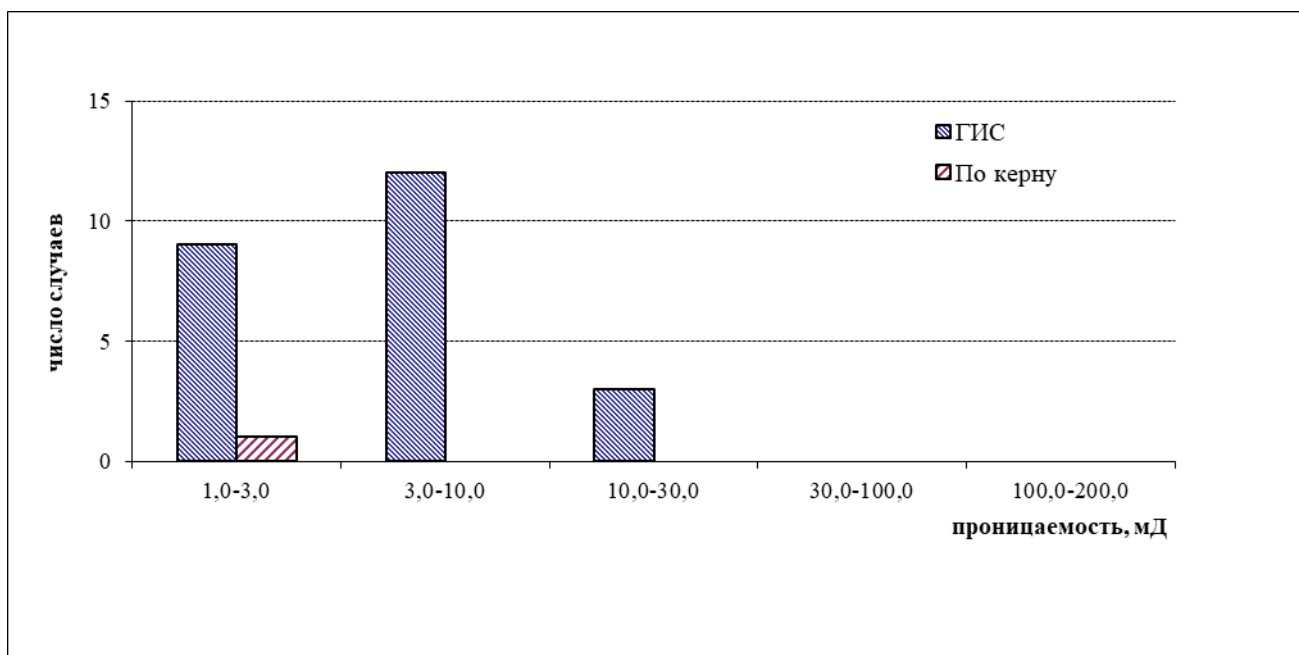


Рисунок 2.9 Статистические ряды распределения проницаемости пласта $Ю_1^{МУ}$

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для анализа геолого-геофизической информации был выбран разрез скважины 1408 Игольско-Талового месторождения (рисунок 3.1). Данный разрез может считаться эталонным исходя из того, что он является типичным (представительным) для данного месторождения и данного рода геологической задачи. Разрез содержит искомый (исследуемый) геологический объект – продуктивный пласт $Ю_1^2$, а также пласт $Ю_1^{му}$, которые с геологической и геофизической точки зрения, хорошо изучены.

Считается, что нефтематеринской толщей продуктивных пластов юрских отложений является баженовская свита, являющаяся также репером первой категории.

Исследуемый интервал разреза (рисунок 3.1) изучен следующими геофизическими методами:

- естественной поляризуемостью (ПС, мВ);
- индукционным каротажем (ИК, мСим);
- гамма-каротажем (ГК, мкР/ч);
- нейтронным каротажем по тепловым нейтронам (НКТ, у.е).

Разрез скважины представлен глинами, плотными породами, песчаником, а также углем. Глины и плотные породы встречаются в меловых и юрских отложениях, в то время как, песчаники и угли встречаются только в юрских отложениях.

В верхней части разреза (в интервале 3100.0 - 3190.0) поле ПС не аномальное и значение аномалии ПС остается примерно на одном уровне. Величина аномалии ПС увеличивается вниз по разрезу, что связано с уменьшением глинистости песчаных пластов. Ширина аномалии ПС, соответствующая мощности пласта-коллектора, увеличивается вниз по разрезу.

В разрезе скважины песчаные пласты, карбонатизированные песчаники (плотные породы) и угли, по данным ГК, выделяются отрицательными значениями, в пределах 4 - 6 мкР/ч. Глины по ГК выделяются положительными

значениями аномалии, в пределах 8 мкР/ч. Аргиллиты баженовской свиты выделяются очень высокими значениями ГК, что связано с их битуминозностью и повышенной уранонасыщенностью.

По данным ИК, сопротивление аргиллитов, в исследуемом разрезе скважины, составляет примерно 150 Ом*м. Значение сопротивления карбонатизированных песчаников составляет 250 Ом*м. Сопротивление песчаников, по данным метода ИК, уменьшается вниз по разрезу, что связано с уменьшением карбонатизации. Баженовская свита четко выделяется повышенным сопротивлением из-за гидрофобности битуминозных аргиллитов.

В интервале разреза, по методу НКТ, плотные породы выделяются положительными аномалиями шириной, соответствующей мощности пласта. В меловых отложениях уровень значения показаний НКТ остается практически неизменным, а в юрских отложениях наблюдается большой размах значений НКТ. Аномально низкими показаниями метода НКТ выделяются угли, значения которых составляют 1 - 2 у.е. Размах амплитуды в песчаных пластах составляет 3.8 - 4.4 у.е.

По данным сопротивления породы (рп, Ом*м) видно, что сопротивление пород уменьшается вниз по разрезу, что связано с изменением насыщенности пластов-коллекторов – понижением нефтенасыщения.

Проведенный анализ каротажных диаграмм показывает, что примененный комплекс ГИС является оптимальным, эффективно решает разведочные задачи.

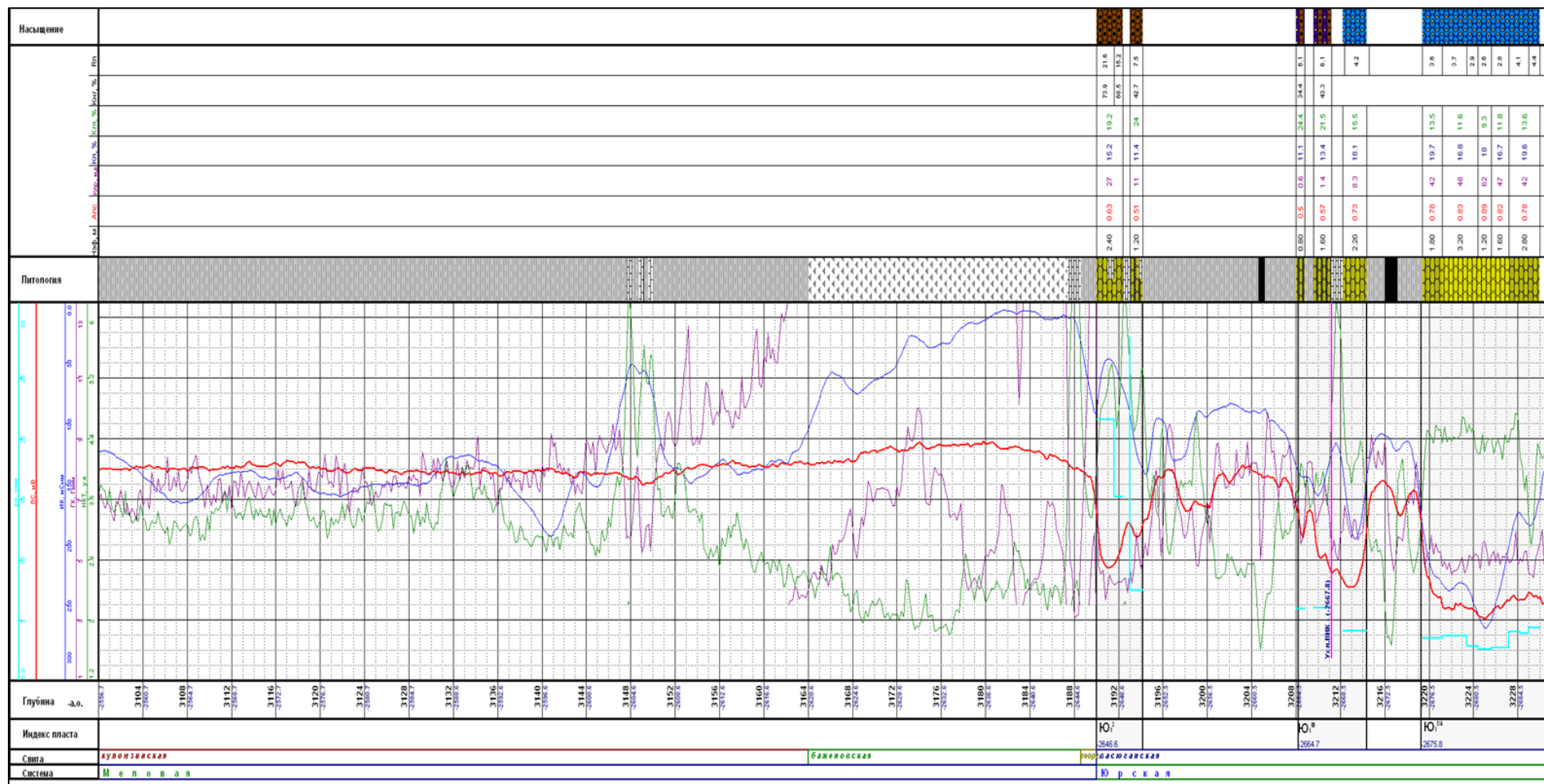


Рисунок 3.1 Каротажные кривые скважины 1408 Игольско-Талового месторождения

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1. Задачи геофизических исследований

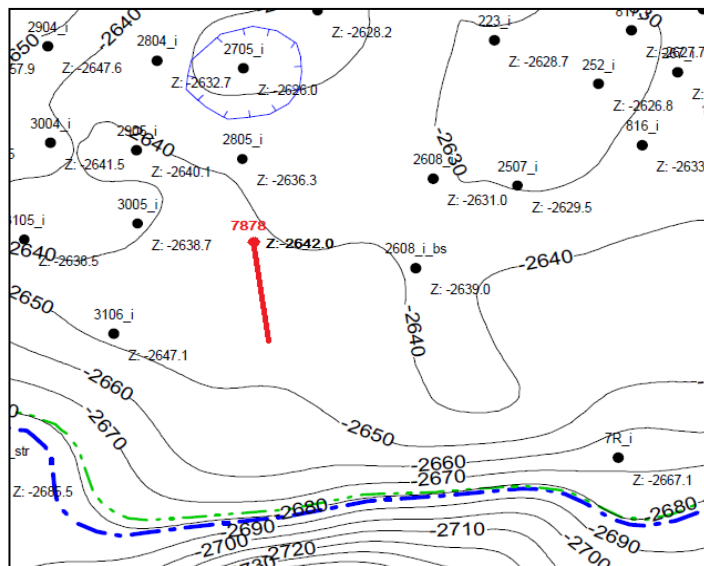
Необходимость использования геофизических исследований скважин (ГИС) обуславливается тем, что с их помощью можно решить основные геологические задачи:

- литологическое расчленение, выделение покрышек и корреляция исследуемого геологического разреза;
- выделение коллекторов, оценка характера их насыщения и выявление контактов пластовых флюидов на этапе оперативной интерпретации;
- определение подсчетных параметров для обоснования объема запасов углеводородов (пористость, нефтегазонасыщенность, эффективные толщины, контакты пластовых флюидов и т.д.).

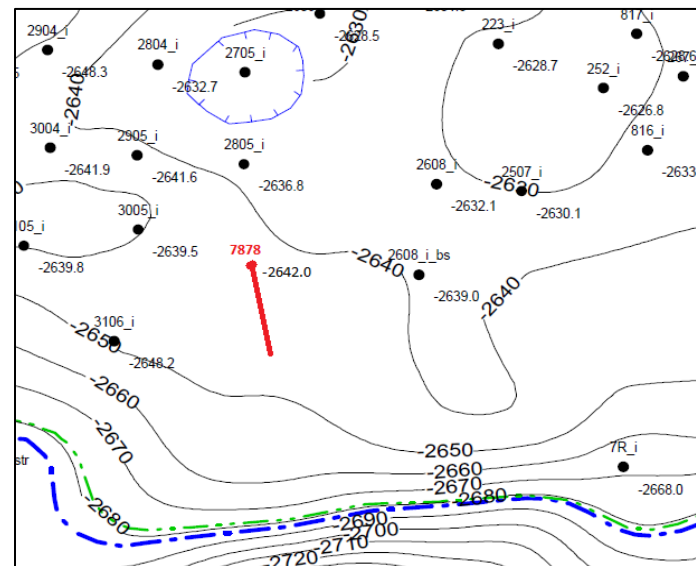
4.2 Обоснование объекта исследования

Выбор места расположения скважины для разработки и дальнейшей эксплуатации будет производиться исходя из данных, представленных на карте пласта Ю₁² Игольско-Талового месторождения (рисунок 4.1).

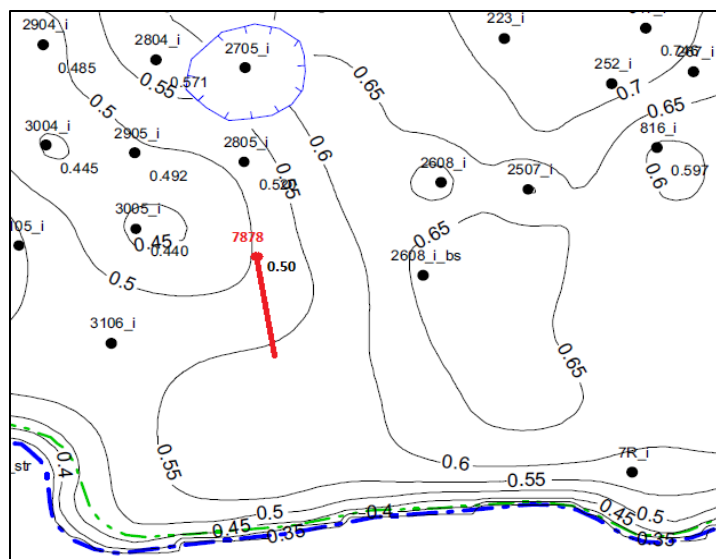
Можно запроектировать скважину в южной части исследуемого района и выполнить запись комплекса методов ГИС для решения задач, описанных в п.4.1. Целью бурения проектной горизонтальной скважины 7878 является вовлечение краевой зоны месторождения имеющейся залежи в пласте Ю₁². На карте остаточной нефтенасыщенности и пористости видно что соседние скважины обладают высокими фильтрационно-ёмкостными свойствами, поэтому это скважину актуально заложить в южном направлении, чему так же благоприятствуют структурные условия залегания пласта.



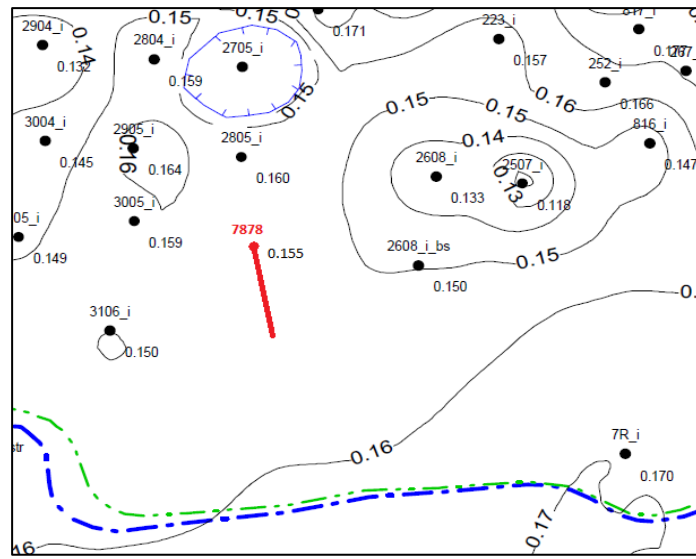
А)



Б)



В)



Г)

Рисунок 4.1 Карты по району бурения проектной скв. 7878. А – структурная карта кровли пласта Ю₁², Б – Карта крови коллектора Ю₁², В– карта остаточной нефтенасыщенности пласта Ю₁², Г– карта пористости коллектора пласта Ю₁²

4.3 Априорная ФГМ объекта

Изменения геофизических параметров на диаграммах наблюдаются из того, что разные литотипы обладают разными физическими свойствами. В исследуемом интервале геологический разрез сложен следующими породами: песчаники, алевролиты, глины, плотные породы и уголь.

Исходя из того, что диффузионно-адсорбционные процессы на границе пласт-скважина различны на диаграммах метода ПС напротив песчанка наблюдается минимальная амплитуда ПС, а напротив глин – максимальная.

Между радиоактивностью и плотностью существует обратно пропорциональная связь – чем больше значение плотности породы, тем меньше радиоактивность. Поэтому на диаграммах ГК наблюдается максимальное значение показаний напротив глин и среднее значение напротив песчаников

По сравнению с песчаными коллекторами глины обладают низкими значениями удельного электрического сопротивления, следовательно на диаграммах электрических методов напротив глин получаются минимальные значения.

На диаграммах НКТ глинистые породы отмечаются высокими значениями водородосодержания, а песчаники – низкими. Это связано с различием водородосодержания.

На основании вышесказанного, а также анализа результатов геофизических исследований прошлых лет разреза скважины 1408 в интервале (3190.6 – 3214.4 м) была построена физико-геологическая модель продуктивной части разреза пласта Ю₁² и Ю₁^{му} Игольско-Талового месторождения, изображенная на рисунке 4.2.

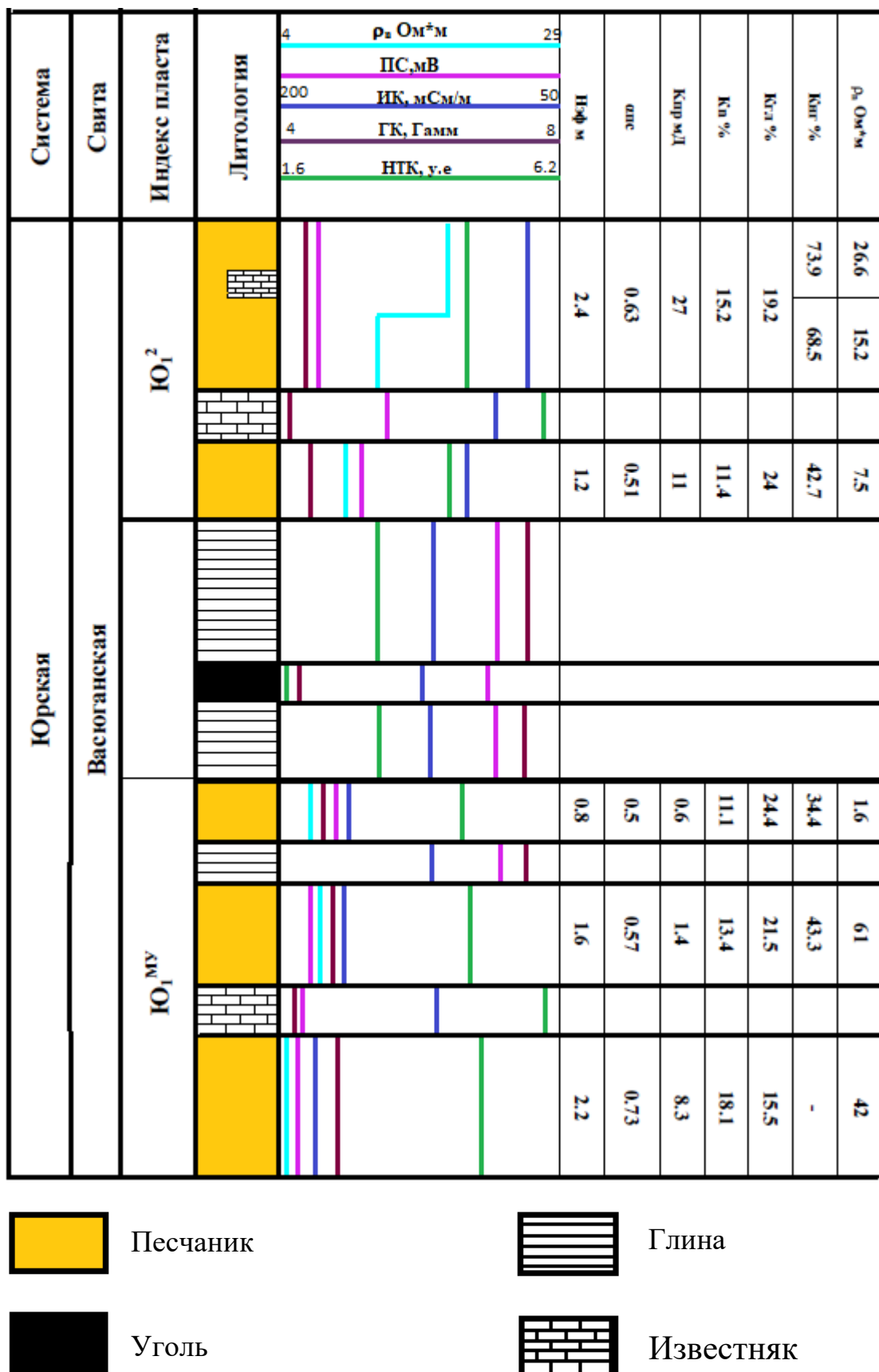


Рисунок 4.2 Обобщенная физико-геологическая модель пластов Ю₁² и Ю₁^{му}
Игольско-Талового нефтяного месторождения

Литологическое расчленение разреза. В геологическом разрезе месторождения необходимо выделить песчаные, глинистые, плотные пласты и угли. Песчаные пласты рассматриваются как потенциальные коллектора. Коллекторы надежно выделяются по следующим качественным признакам: отрицательной амплитуде ПС; сужению диаметра скважины (d_c) относительно номинального (d_n); наличию проникновения промывочной жидкости в пласт по данным электрических методов каротажа (БКЗ, ИК, БК); минимальной или средней гамма-активности по кривой ГК; по положительному приращению на кривых микрозондов. В случаях, когда прямые качественные признаки слабо выражены или какой-либо из них отсутствует, привлекаются количественные критерии k_p , k_{pr} . Глинистые пласты выделяются по высоким значениям методов ПС (линии глин) или ГК. Плотные пласты (карбонатизированные песчаники) выделяются высокими значениями методов БК и НКТ (НГК) и низкими значениями на ГК. Угли выделяются по низким значениям ГК и НКТ (НГК) и высоким значениям БК.

Определение характера насыщения, в продуктивной части разреза с масштабом глубин 1:200, в остальном разрезе 1:500, производится по следующим методам: индукционному каротажу (ИК), электрическим методам (БК, БКЗ, МБК), импульсному нейтрон - нейтронному каротажу, акустическому каротажу;

Определение текущего положения ВНК, ВГК, ГНК можно осуществить по данным КС, нейтронных методов (ННК_{нт}, ННК_т, НГК (НГК_с)) или по акустическому каротажу (по коэффициенту затухания).

Исходя из выше сказанного при выполнении проектируемых работ на стадии детальной разведки и доразведки планируется провести следующий комплекс ГИС:

- стандартный электрический каротаж (КС+ПС);
- кавернометрия (профилеметрия) (Кав.+Пр.);
- акустический каротаж (АК);
- радиоактивный каротаж (ГК+НКТ);

- инклинометрия (Инк.);
- и более детальные исследования (масштаб 1 : 200)
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- микрозондирование (МЗ);
- боковой каротаж (БК);

Анализ ранее проведенных работ и физико-геологическая модель Игольско-Талового месторождения показывает, что данный комплекс, с добавлением методов, позволит решить поставленные геологические задачи.

5.МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика проектных геофизических работ

В целом, комплекс ГИС включает следующие виды каротажа:

- стандартный (ПС);
- радиоактивный (ГК, НГК, ННК-т);
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- индукционный (ИК);
- боковой (БК);
- высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ);
- кавернометрия;
- резистивиметрия.

Метод самопроизвольных потенциалов (ПС)

Масштаб глубин 1:200.Единица измерения – милливольт (мВ).

В результате электрохимической активности горных пород, находящихся в условиях естественного залегания, при пересечении их скважиной возникает естественное электрическое поле, возникновение которого обусловлено:

- 1) диффузией ионов солей из пластовых вод в ствол скважины и наоборот;
- 2) адсорбцией ионов частицами породы и промывочной жидкости;
- 3) фильтрацией пластовых вод и промывочной жидкости в поровой среде;
- 4) окислительно-восстановительными процессами и др.

Естественное электрическое поле в скважине или около нее называют самопроизвольной (собственной) поляризацией, а измеряемую величину — самопроизвольным (собственным) потенциалом и обозначают ПС. Для измерения естественного поля применяется установка с двумя электродами, один из которых находится в скважине, а другой — на поверхности. Изменение разности потенциалов в цепи во время перемещения электрода (М) измерительной установки вдоль ствола скважины указывает на наличие поля ПС.

Основной причиной возникновения ПС в осадочных породах является наличие процессов диффузии. Известно, что при растворении какой-либо соли в воде ее молекулы полностью или частично расщепляются на положительно и отрицательно заряженные ионы. На контакте двух растворов (например, пластовая жидкость—промывочная жидкость) ионы перемещаются из раствора с большей концентрацией солей в раствор с меньшей их концентрацией. Различие скоростей движения ионов приводит к образованию Э.Д.С., называемой диффузионным потенциалом.[7]

Боковое каротажное зондирование (БКЗ)

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) – электрический каротаж с использованием нескольких однотипных нефокусированных зондов различной длины, обеспечивающих радиальное электрическое зондирование пород. Измеряемая величина – кажущееся удельное электрическое сопротивление (ρ_k). Единица измерения Ом-метр ($\text{Ом}\cdot\text{м}$)[8].

Боковой каротаж (БК).

Масштаб глубин 1:200. Единица измерения Ом-метр ($\text{Ом}\cdot\text{м}$).

Боковой каротаж (БК) – электрическое исследование фокусированными зондами с фокусировкой тока в радиальном направлении с помощью экранных электродов. Измеряемая величина – кажущееся удельное электрическое сопротивление (ρ_k).

Боковой каротаж относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, в интервалах

детальных исследований, совместно с комплексом БКЗ. Радиус исследований (равный в среднем 1,0-2,0 м) уменьшается при повышающем и возрастает при понижающем проникновении фильтрата бурового раствора.

Индукционный каротаж (ИК)

Изучается удельная электропроводность горных пород посредством индукционных токов. В отличие от других электрических методов каротажа, при ИК не требуется непосредственного контакта измерительной установки с промывочной жидкостью. Это дает возможность применять ИК в тех случаях, когда используется промывочная жидкость, приготовленная на нефтяной основе.

Индукционный каротаж осуществляется приборами АИК, ИК, ПИК в интервале проведения БКЗ. По одной кривой ИК удельное сопротивление пласта можно определить только при отсутствии проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт или при неглубоком его проникновении. Поэтому индукционный каротаж применяют в комплексе с другими методами сопротивлений. При комплексных измерениях (БКЗ, БК, ИК) возможно более надежное выделение в разрезе пластов – коллекторов и определение их удельного сопротивления $\rho_{\text{п}}$; зоны проникновения $\rho_{\text{з.п}}$ и диаметра проникновения $D_{\text{з.п}}$.

Индукционный каротаж (ИК) основан на измерении кажущейся удельной электрической проводимости σ_k пород в переменном электромагнитном поле в частотном диапазоне от десятков до сотен килогерц.

Единица измерения – Сименс на метр (См/м), дробная – миллиСименс на метр (мСм/м).

Метод ИК позволяет решать следующие геолого-геофизические задачи:

1. Выделение коллекторов.
2. Литологическое расчленение разреза.

Кавернометрия

Кавернометрия - изучение геометрии ствола скважины.

Измеряемая величина – диаметр скважины (мм).

На проницаемых пластах значения меньше номинального (образуется глинистая корочка). На углях всегда образуются каверны[8].

Гамма-каротаж (ГК)

Гамма-каротаж (ГК) как метод измерения естественной радиоактивности горных пород в скважинах относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, в интервалах стандартного каротажа (масштаб глубин 1:500) и в интервалах детальных исследований (в масштабе глубин 1:200) совместно с комплексом БКЗ. ГК выполняется перед спуском каждой технической или эксплуатационной колонны, по всему разрезу скважины, включая кондуктор.

Измерение интенсивности естественного гамма-излучения пород вдоль ствола скважины – ГК.

Гамма-излучение представляет собой высокочастотное электромагнитное излучение, возникающее в результате ядерных процессов, и рассматривается как поток дискретных частиц гамма-квантов.

Интенсивность радиоактивного излучения пород в скважине измеряют индикатором гамма-излучения (сцинтилляционный счетчик)[8].

Нейтронный каротаж

Нейтронный каротаж основан на облучении скважины и пород нейтронами от стационарного ампульного источника и измерении плотностей потоков надтепловых и тепловых нейтронов и (или) гамма-квантов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов. Измеряемая величина — скорость счета в импульсах в минуту (имп/мин); расчетная величина — водородосодержание пород. В зависимости от регистрируемого излучения различают: нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам — ННК-НТ; нейтронный каротаж по тепловым нейтронам — ННК-Т; нейтронный гамма-каротаж — НГК. Первые два вида исследований выполняют, как правило, с помощью компенсированных измерительных зондов, содержащих два детектора нейтронов; НГК — однозондовыми

приборами, содержащими источник нейтронов и один детектор гамма-излучения.

ВИКИЗ

Назначение метода высокочастотных индукционных каротажных изопараметрических зондирований (ВИКИЗ) заключается в исследовании пространственного распределения удельного электрического сопротивления пород, вскрытых скважинами, которые бурятся на нефть и газ.

С помощью этого метода можно решать такие задачи как :

- неоднородность коллекторских свойств на интервалах пористо-проницаемых пластов,
- определить литологию терригенного разреза,
- коэффициент нефтегазонасыщения.

Резистивиметрия

Резистивиметрия — вид исследования, предназначенный для определения удельного электрического сопротивления жидкости, заполняющей скважину. В открытом стволе данные резистивиметрии предоставляют информацию об УЭС промывочной жидкости, необходимую для количественной обработки данных ЭК и ЭМК. Метод применяют также для определения интервалов поглощения промывочной жидкости в скважине.

Резистивиметрия проводится с целью определения удельного сопротивления промывочной жидкости.[6]

5.2 Интерпретация геофизических данных

Для петрофизической характеристики продуктивных пластов Игольско-Талового месторождения были проанализированы, статистически обработаны результаты лабораторных исследований керн (55 скважин Игольской площади и 24 – по Таловой).

Алгоритмы интерпретации ГИС для некоторых пластов приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 Алгоритмы интерпретации ГИС

Параметр/зависимость	Петрофизические уравнения и граничные значения параметров
ρ_v , Омм	0,086
Св, мг/л	28,11
Тпл, °С	92,77
апс, гр	0,42
$\Delta J\gamma$, гр	0,45
Кп, гр, %	10,6
Кпр, гр, мД	0,5
Огибающая Кво	$K_{во_мин}=2151,7 \cdot K_{п}^4 - 1980 \cdot K_{п}^3 + 686,19 \cdot K_{п}^2 - 106,19 \cdot K_{п} + 6,3263$
Кво, д.ед.	$K_{во}=0,0047 \cdot K_{п}^{-2,23}$
Кв*, д.ед.	$K_{в*}=0,0547 \cdot K_{п}^{-1,137}$
Квкр, д.ед.	$K_{в_крит}=0,4179 \cdot K_{п}^{-0,232}$
$\rho_{п_гр}$, Омм	$УЭС_нефть=22,41 \cdot K_{п}^{-0,5041}$
	$УЭС_вода=0,6938 \cdot K_{п}^{-1,043}$
Кп по ПС, д.ед.	$K_{п}=0,17 \cdot \alpha_{ПС} + 0,0342$
Кп по ГГКп, д.ед.	$K_{п}=-0,4718 \cdot ГГК_{п} + 1,288$
Кп по НКТ, д.ед.	$K_{пНКТ}=W - W_{гл} \cdot K_{гл}$
Кп по $\Delta J\gamma$, д.ед.	$K_{п}=-0,1966 \cdot \Delta J\gamma + 0,1971$
Кпр=f(Кп), мД	$K_{пр}=0,0008e^{58,649 \cdot K_{п}}$
Рп=f(Кп)	$R_{п}=1,7388 \cdot K_{п}^{-1,439}$
Рн=f(Кв), д.ед.	$R_{н}=1,0445 \cdot K_{в}^{-1,709}$
Кгл=f($\Delta J\gamma$), д.ед.	$K_{гл}=0,8 \cdot \Delta J\gamma^{1,4}$
Тип насыщения	НЗ $\rho_{п} > \rho_{п_гр}$, нефть; $K_{в} < K_{в*}$ НВЗ $\rho_{п_гр}$, вода $< \rho_{п} < \rho_{п_гр}$, нефть $K_{в_крит} < K_{в} < K_{в*}$ ВЗ $\rho_{п} < \rho_{п_гр}$, вода $K_{в} > K_{в_крит}$

Выделение коллекторов, литологическое расчленение разреза

Основными критериями выделения коллекторов, как и при подсчете запасов нефти и газа года, являются прямые и косвенные качественные признаки. К ним относятся:

- сужение диаметра скважины, зафиксированное на кривой кавернометрии, вследствие образования глинистой корки;
- радиальный градиент сопротивлений;
- превышение показаний микропотенциал-зонда над показаниями микроградиент-зонда;
- аномалии на кривой самопроизвольной поляризации ПС;
- низкие показания на кривой гамма-каротажа (ГК);

Основным количественным критерием выделения коллекторов является граничное значение относительной амплитуды метода ПС. Нижний предел коллектора по параметру $\alpha_{ПС}$ равен 0,42 д.ед. Данная величина получена по кумулятивным кривым распределения значений параметра $\alpha_{ПС}$ в коллекторах и неколлекторах, выделенных по прямым качественным признакам (Рисунок 5.1) (ранее принятое значение $\alpha_{ПС}=0,47$ д.ед.). Разница в граничном значении параметра $\alpha_{ПС}$ связана с тем, что ранее учет сползания линии глин не проводился.

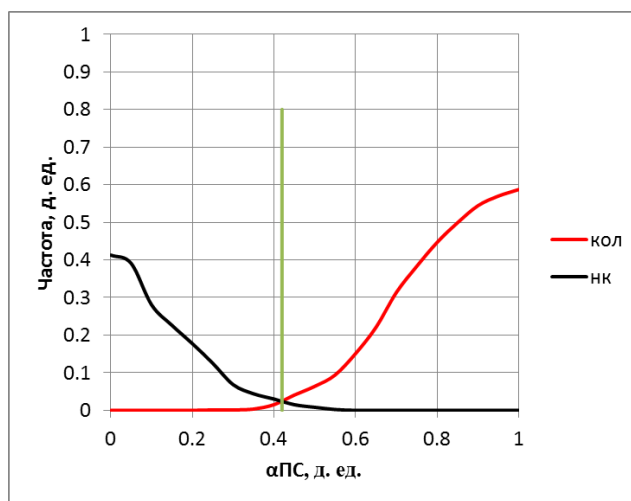


Рисунок 5.1 График определения граничного значения параметра $\alpha_{ПС}$

Литологическое расчленение разреза производилось по комплексу геофизических методов с использованием прямых качественных и количественных признаков. Глинистые породы по ГИС характеризуются максимальными показаниями потенциалов собственной поляризации (ПС), естественной радиоактивности (ГК), номинальным или увеличенным диаметром скважин. Плотные породы выделяются по максимальным значениям ρ_k и НК, минимальным показаниям ГК. Угли характеризуются минимальными показаниями ГК и НК и высокими значениями ρ_k .

Оценка характера насыщения коллекторов

В качестве основного количественного метода определения характера насыщения использовалась методика граничных УЭСп, построенных от параметра K_p по прослоям с качественными испытаниями и получением однофазных притоков нефти и воды. Данные капилляриметрии были пересчитаны по уравнению Арчи-Дахнова в УЭСп и нанесены на номограмму УЭСп- K_p . Как видно из графиков, полученные уравнения подтверждаются результатами испытаний (Рисунок 5.2).

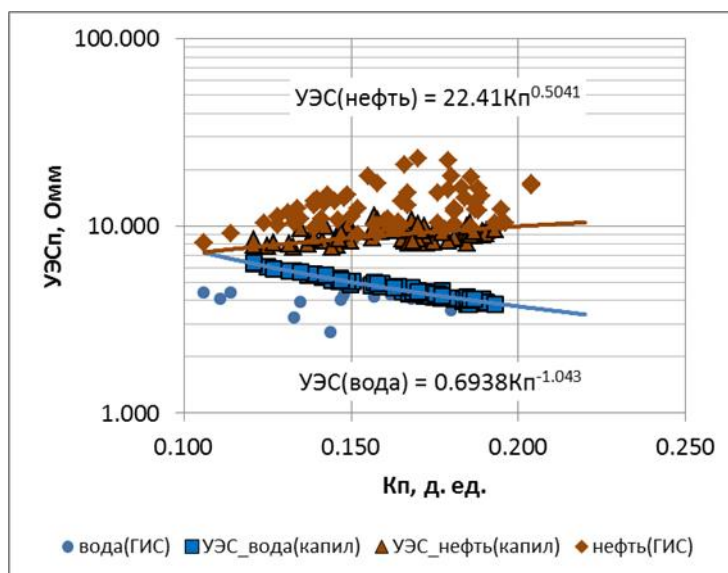


Рисунок 5.2 – Графики критических УЭСп для коллекторов Игольско-Талового месторождения

Определение удельного электрического сопротивления пластов

Комплекс электрических методов (ИК, БК), применяемый на Игольско-Таловом месторождении является оптимальным, но он не лишен недостатков. Так если пласт-коллектор залегает между пластами-неколлекторами с резко различными удельными сопротивлениями, то на зонд сказываются искажения за счет вмещающих пород. К факторам, затрудняющим интерпретацию, также относятся: наличие плотных и глинистых прослоев; частое переслаивание глинистых, плотных и проницаемых прослоев. Проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласты имеет повышающий характер. Глубины зон проникновения (D/d) для разведочных скважин составляют: - 4-8 диаметров скважины, для эксплуатационных - 4-6.

Определение коэффициента пористости

Для определения коэффициента пористости используются следующие методы: потенциал собственной поляризации (ПС), нейтронный каротаж (НК), гамма каротаж (ГК), гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКп).

Анализируя полученные результаты расчета коэффициента пористости было принято решение принять к подсчету в качестве основного метода K_p определенный по данным метода ГГКп в 18 скважинах, как наиболее корректный. В 651 скважине коэффициент пористости определен по данным метода самопроизвольной поляризации. В скважинах пробуренных на полимерном растворе и имеющих в своем комплексе запись водородосодержания коэффициент пористости определялся по данным НК и контролировался $K_p_{\Delta J\gamma}$ (14 скв). В оставшихся 42 скважинах коэффициент пористости определен по зависимости $K_p=f(\Delta J\gamma)$.

По результатам интерпретации были построены графики сопоставления коэффициентов пористости определенных по данным ГИС и лабораторным исследованиям керна (Рисунок 5.3). Графики показывают удовлетворительную сходимость параметров за исключением данных в сильно-слоистых интервалах характеризующихся высоко-дисперсными показаниями K_p по данным керна.[3]

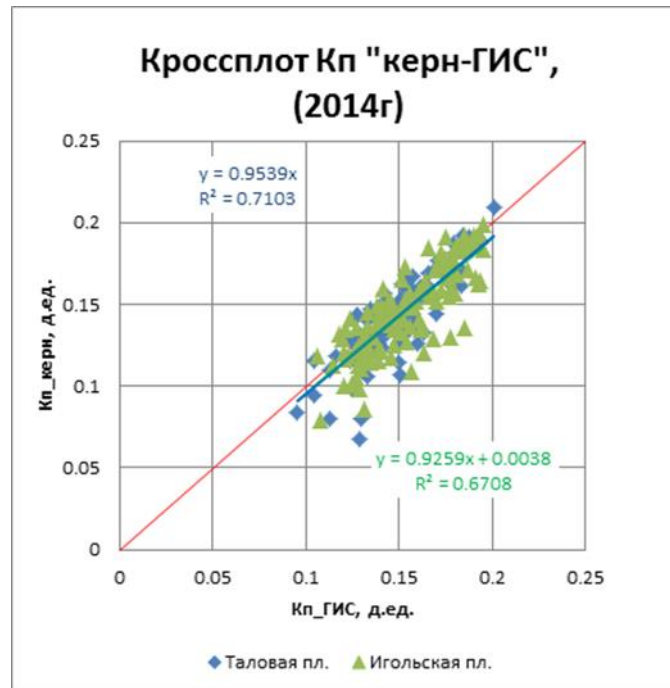


Рисунок 5.3 – Графики сопоставления коэффициентов пористости определенных по данным ГИС и лабораторным исследованиям керна в интервалах коллекторов Игольско-Талового месторождения

Определение коэффициента проницаемости

Для определения коэффициента проницаемости была построена зависимость типа «кern-кern» $K_{пр}=f(K_{п})$ (Рисунок 5.4)

$$K_{пр}=0,0008 * e^{(58,649 * K_{п})}$$

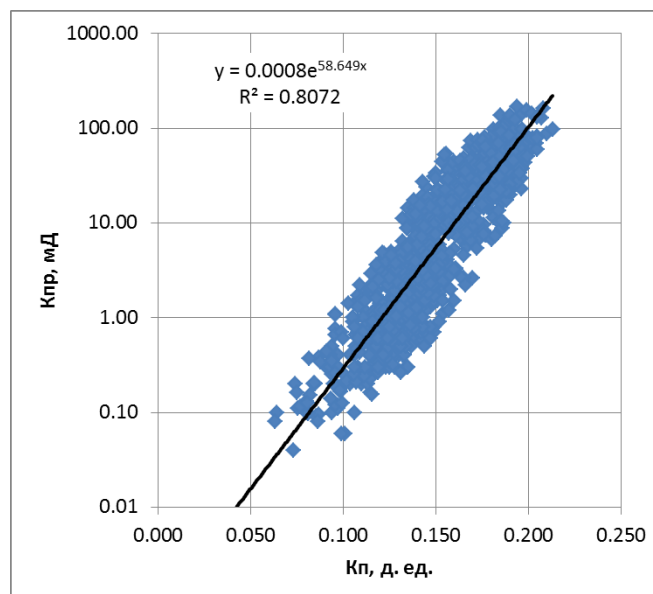


Рисунок 5.4 – График $K_{пр}=f(K_{п})$ для коллекторов Игольско-Талового месторождений

Определение коэффициента нефтенасыщенности

Коэффициент нефтенасыщенности определялся традиционным способом с использованием петрофизических зависимостей типа $R_p=f(K_p)$ $R_n=f(K_v)$, полученных по данным лабораторных исследований керна, по формуле $K_n=1-K_v$. При определении коэффициента нефтенасыщенности использовался следующий алгоритм:

- Определение параметра пористости по зависимости $R_p=f(K_p)$ (Рисунок 5.5).

$$R_p=1,7388 \cdot K_p^{-1,439}$$

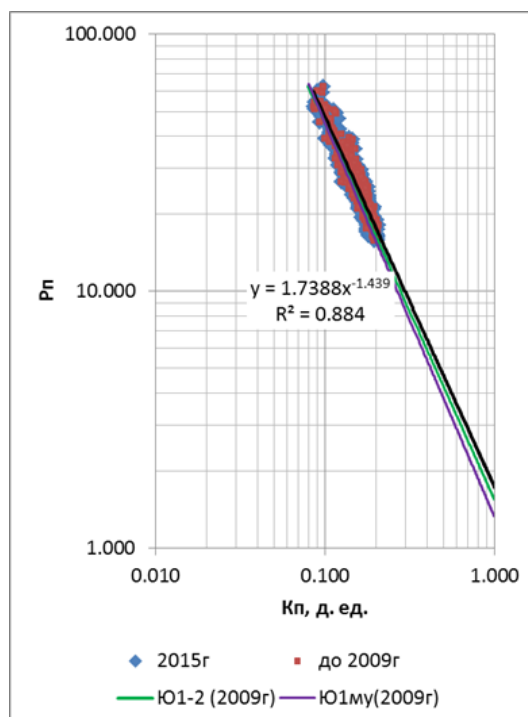


Рисунок 5.5 График $R_p=f(K_p)$ для коллекторов Игольско-Талового месторождения

- Определение параметра насыщения по формуле:

$$R_n=r_p/r_{vp},$$

где

r_p – УЭС пласта;

r_{vp} – УЭС 100 % водонасыщенного пласта;

$r_{vp} = R_p \cdot r_v$,

$\rho_v=0,086$ Ом·м при температуре пласта $92,2^{\circ}\text{C}$ (пласт Ю_1^2 Игольской площади), 93°C (пласт $\text{Ю}_1^{\text{му}}$ площади), $93,1^{\circ}\text{C}$ (пласт Ю_1^2 Таловой площади), и минерализации пластовой воды $28,11$ г/л.;

- .Определение коэффициента водонасыщенности по формуле (Рисунок 5.6):

$$R_H = 1,0485 \cdot K_B - 1,709$$

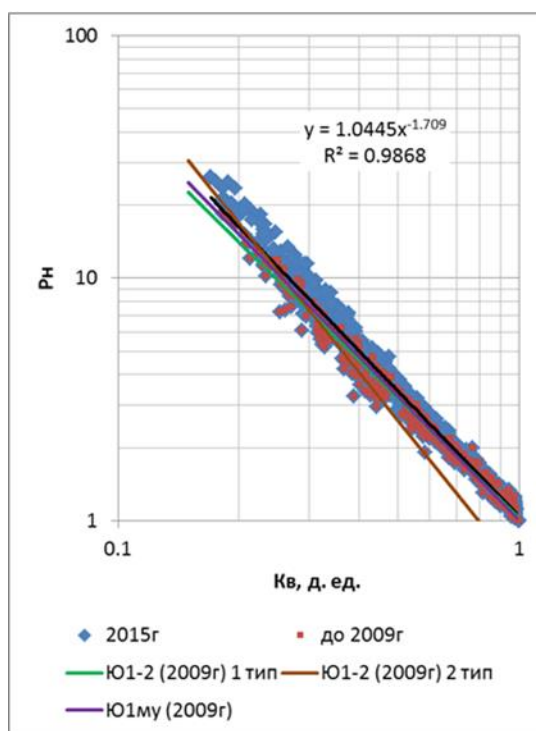


Рисунок 5.6 – График $R_H=f(K_B)$ для коллекторов Игольско-Талового месторождения

- Определение коэффициента нефтенасыщенности по формуле[3]:

$$K_H = 1 - K_B$$

6. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СОПРОВОЖДЕНИИ БУРЕНИЯ

6.1 Геонавигация при бурении горизонтальных скважин

Горизонтальными называются такие скважины, которые вскрывают продуктивный пласт на интервале не менее, чем вдвое превышающем толщину пласта. (Рисунок 6.1)



Рисунок 6.1 Горизонтальное бурение

Основная цель геонавигации или геологического сопровождения бурения ГС – достижение максимальной эффективной длины горизонтального ствола скважины $L_{\text{эф}}$ путем его размещения в наиболее продуктивной нефтенасыщенной части пласта с учетом геологических особенностей и технических ограничений. В результате обеспечиваются наиболее полная выработка извлекаемых запасов нефти рассматриваемого объекта разработки и максимальная продуктивность скважины.

Эффективная длина горизонтального ствола – это суммарная длина участков ствола, вскрывших коллектор по результатам интерпретации данных каротажа. В этом случае эффективность проводки скважины (бокового ствола) оценивается как отношение $L_{\text{эф}}/L_{\text{общ}}$ ($L_{\text{общ}}$ – общая длина горизонтального

ствола – длина от башмака эксплуатационной колонны (или цементирующей муфты хвостовика) до забоя). [9]

Для достижения максимальной эффективности проводки необходимо учитывать факторы, которые можно разделить на две группы.

1. Геологические особенности пласта в зоне бурения скважины:

- непрерывность пласта и неоднородность его свойств по площади и разрезу;
- неопределенность положения газо- и водонефтяного контактов;
- выработка запасов и продвижение фронта вытеснения;
- начальное и текущее пластовые давления.

2. Технические ограничения в условиях конкретной скважины:

- предельно допустимая интенсивность искривления ствола скважины;
- максимально возможная глубина забоя скважины;
- влияние бурового раствора на состояние призабойной зоны пласта;
- возможные поломки, отказы и износ бурового оборудования, инструмента и приборов, влияющие на точность проводки и возможность управления траекторией скважины.

Успешное с геологической и технической точек зрения строительство горизонтального ствола возможно только при выполнении следующих условий:

- наличие четко выстроенной системы взаимодействия заинтересованных служб и схемы принятия решений;
- прогноз характера залегания пласта на основе анализа всех неопределенностей до начала и в процессе бурения ГС;
- учет геологических особенностей каждого объекта разработки и технических ограничений.

Основное влияние на эффективность проводки горизонтального ствола скважины оказывают два геометрических фактора:

- неопределенность залегания пласта в межскважинном пространстве;
- неопределенность замеров траектории ствола скважины при бурении. [10]

6.2 Методики геонавигации

В данный момент существует 5 основных направлений геонавигации с различными вариациями, применяемые в имеющихся программных продуктах:

- модельный метод;
- стратиграфический метод;
- метод двумерного синтетического каротажа;
- интерпретация и моделирование имиджей;
- моделирование сопротивления (прямое моделирование и инверсия).

Модельный метод

Процесс геонавигации с использованием этого метода является итеративным и выполняется в три действия:

1. Построение структурной модели среды вдоль траектории скважины.
2. Расчет синтетической кривой прогнозных свойств вдоль скважины с использованием построенной модели среды.
3. Сравнение полученной кривой прогнозных свойств с каротажем.

Основные и самые критические ограничения метода – это скорость интерпретации и время, необходимое для обучения специалиста данной технологии. Из-за современных тенденций к увеличению скоростей бурения, а также к росту точности позиционирования ствола скважины данный метод постепенно уступает свои позиции более современным подходам.

Стратиграфический метод

При геонавигации данным методом интерпретатор изменяет проекцию каротажа во время бурения на стратиграфическую шкалу, при этом алгоритм автоматически пересчитывает модель резервуара (рисунок 6.2). Основное преимущество данного метода – это возможность быстро оценить диапазон неоднозначности стратиграфического положения горизонтальной скважины в текущий момент времени даже при наличии ограниченного набора данных, например, при наличии только шлагограммы и гамма-каротажа. Также при использовании стратиграфического подхода в процессе геонавигации очень

быстро и эффективно выявляются изменения угла наклона пласта и разрывные нарушения.

Данная методика также хорошо воспринимается геологами-интерпретаторами ввиду ее логической близости к процессу корреляции вертикальных скважин.

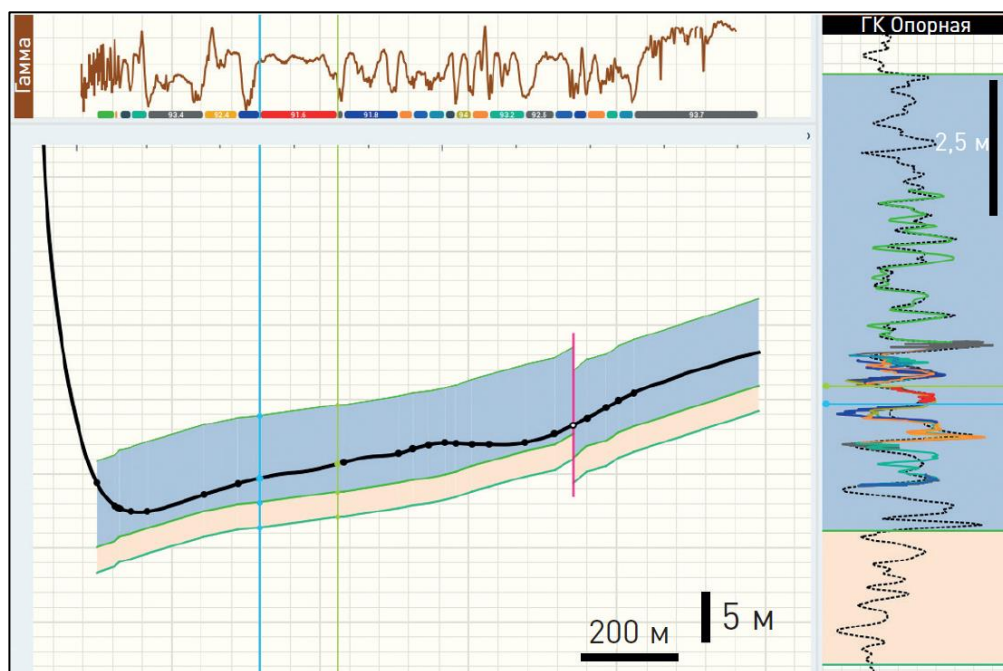


Рисунок 6.2 Стратиграфическая геонавигация

Интерпретация и моделирование имиджеров

Данные имиджеров во время бурения представляют собой многоканальный каротаж, отражающий свойства среды вдоль стенки скважины. Каждый из каналов имеет определенную направленность в собственном диапазоне азимутов. Эти данные позволяют оперативно оценить угол наклона пласта и провести соответствующую коррекцию траектории ствола скважины (рисунок 6.3). Помимо этого, данные имиджера позволяют локализовать разломы и определить их азимут и угол падения.

Наиболее часто используемыми типами имиджеров в процессе бурения являются имиджеры гамма-каротажа, плотностного каротажа, а также сопротивления.

Данный метод рекомендуется к применению при быстро меняющихся структурных условиях залегания пласта во время бурения и невыдержанной мощности по горизонтали.

Основной трудностью на пути применения этой технологии является высокая стоимость приборов и сервиса.

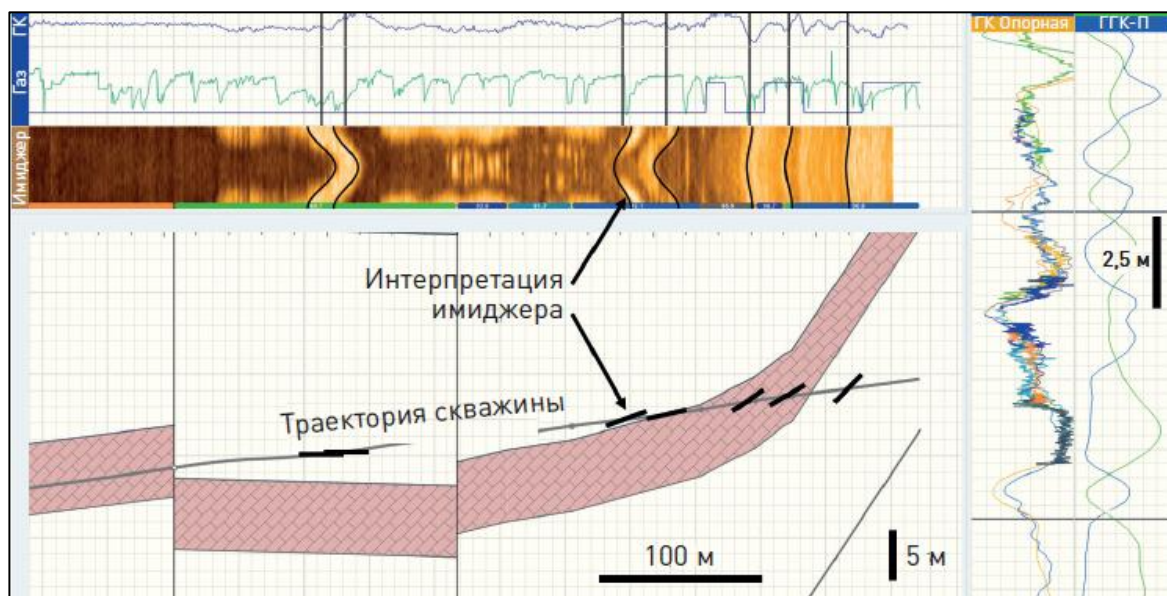


Рисунок 6.3 Геонавигация с использованием имиджера. На разрезе видны отбивки, наклоненные в соответствии с результатами интерпретации

Моделирование и инверсия сопротивления

Запись кривых электрического сопротивления во время бурения позволяет получать ценную информацию по нефте- и газонасыщенности породы и даже в некоторых случаях дает возможность рассчитать разрез сопротивлений и расстояние до проводящих границ. Однако ввиду большого радиуса исследования этих приборов методика работы с данными отличается от модельного и стратиграфического подходов.

Для интерпретации данных сопротивления оператор строит двумерный разрез сопротивления. Специальный алгоритм рассчитывает модельный каротаж сопротивления, и интерпретатор сравнивает его с записанным каротажом во время бурения. Процесс происходит итеративно по аналогии с модельным методом геостиринга (рисунок 6.4). [11]

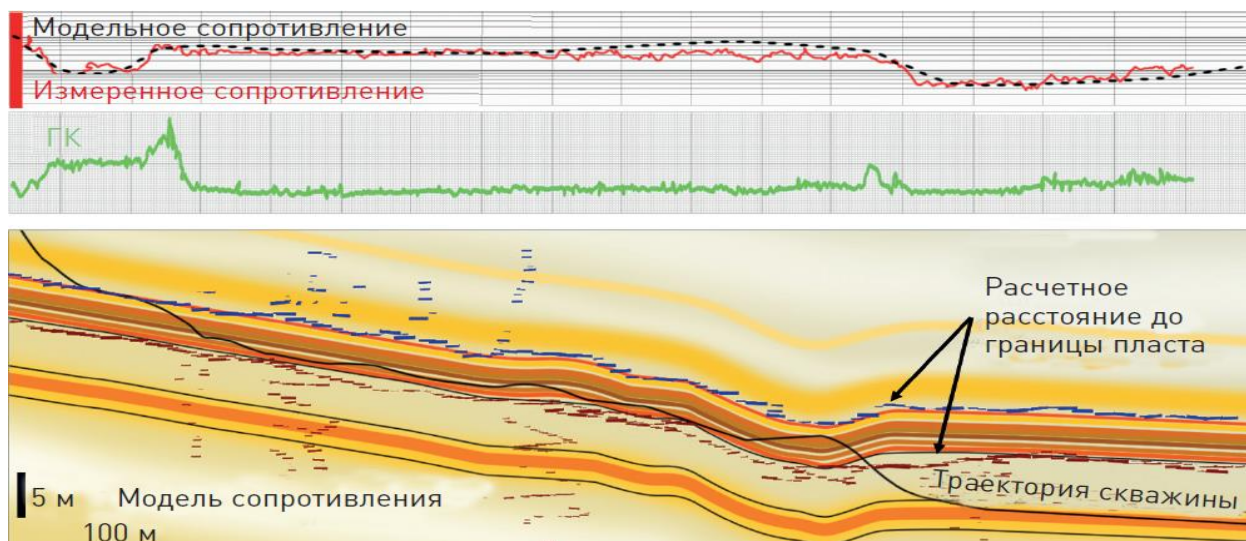
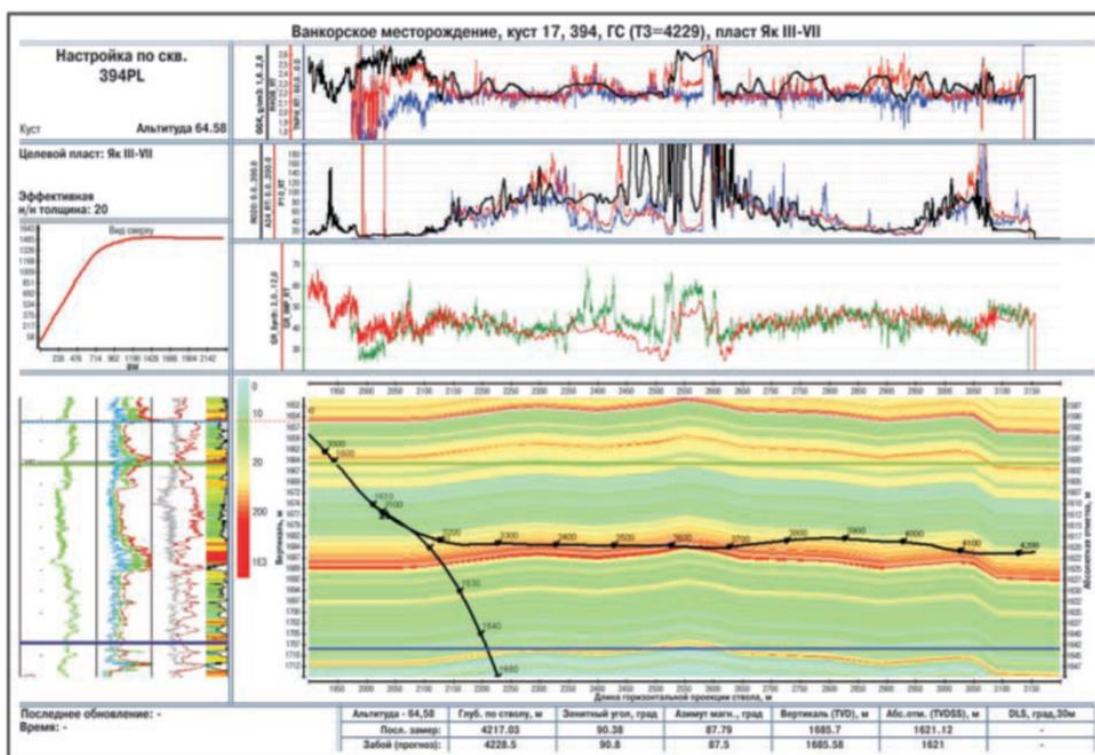


Рисунок 6.4 Геонавигация по данным каротажа электрического сопротивления

6.3 Геологическое сопровождение бурение методом двумерного синтетического каротажа

В настоящее время одной из наиболее эффективных методик, применяемых при геологическом сопровождении бурения ГС в режиме реального времени, является метод двумерного синтетического каротажа (ДСК), основанный на создании синтетического каротажа по стволу и его настройке на фактический каротаж (рис. 6.5). При этом решается задача по определению положения ГС в разрезе относительно кровли и подошвы пласта.



6.5. Пример использования ДСК при сопровождении бурения горизонтального ствола

На данный момент существует два возможных способа реакции на изменение литологии и свойств породы во время бурения:

1. Сравнение каротажа (не азимутальные приборы)

Кратко данный метод можно описать как 4 последовательных шага:

- Построение 2-мерной плоскопараллельной модели пласта
- Расчет синтетического каротажа вдоль траектории бурящейся скважины
- Сравнение фактического каротажа во время бурения с синтетическим каротажем
- Обновление модели, прогноз структурного угла пласта

Результатом работы является определение стратиграфического положения ствола в пласте, а также прогноз структуры пласта. Графическое представление методики приведено на рис. 6.6.

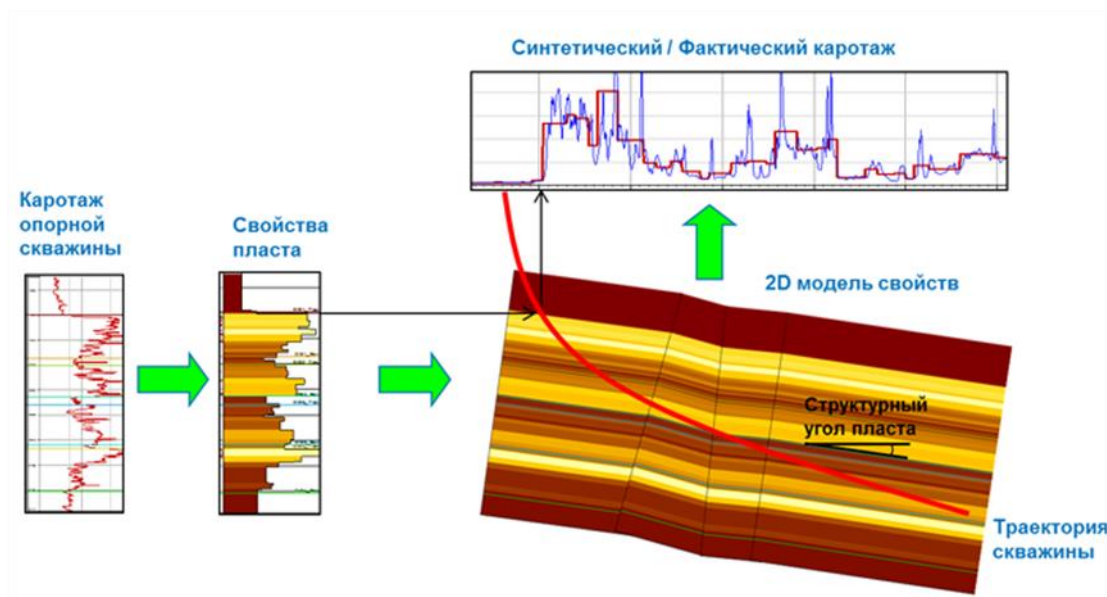


Рисунок 6.6 Результатом работы является определение стратиграфического положения ствола в пласте, а также прогноз структуры пласта.

Синтетический каротаж строится на основе данных соседней (опорной) скважины. Соседняя (опорная) скважина может быть вертикальной или наклонно-направленной. Перед бурением горизонтальной скважины создается модель пласта, в которой учитывается региональный угол падения структуры пласта, получаемый по данным геологической модели месторождения. По

каротажу опорной скважины рассчитывается синтетический каротаж вдоль траектории горизонтальной скважины.

Фактический каротаж горизонтальной скважины сравнивается с синтетическим каротажем модели, после чего модель обновляется до получения наибольшего совпадения синтетического и фактического каротажей. Таким образом, определяется стратиграфическое положение ствола скважины в пласте, а также прогноз поведения структуры пласта на основании его регионального угла падения и подбора фактического и синтетического каротажей. При необходимости в процессе бурения корректируется траектория горизонтальной скважины. [12]

2. Определение структурного угла пласта по азимутальному каротажу

Азимутальный каротаж дает больше информации по сравнению с усредненным значением или каротажем по одному сектору, но это влечет за собой увеличение стоимости. Азимутальный каротаж представляет собой каротаж, который записывает данные с определенного сектора (азимута) ствола.

Для определения угла падения пласта вдоль траектории скважины используются кривые верхнего и нижнего секторов. При пересечении стволом скважины породы вниз по напластованию, нижний сенсор отбивает пропласток первым, затем отбивают правый и левый боковые сенсоры и последним пропласток отбивается верхним сенсором. При пересечении пропластка вверх по напластованию, порядок отбивки сенсорами будет обратный. Используя расстояние между каротажными верхнего и нижнего сенсоров можно рассчитать структурный угол пропластков в разрезе траектории и таким образом определить текущее положение ствола скважины.

К преимуществам данного способа относятся:

- Независимое определение угла падения структуры от латеральной однородности и однородности по мощности пласта.

- Прямое определение направления движения ствола в пласте, не дающее возможности двоякой трактовки (например, для метода сравнения каротажей может сложиться ситуация, когда два разных набора углов падения пласта дадут одинаковую степень корреляции между фактическим и синтетическим каротажем). Для геонавигации по имиджам такого рода проблемы не возникают.

Но и этот способ имеет ряд недостатков, а именно:

- Отсутствие литологического контраста при бурении в литологически однородном пропластке - каротаж не сможет записать изменения даже при направлении бурения к кровле или подошве литологического пропластка.
- Затруднительность определения соответствий одного и того же пропластка на каротаже верхнего и нижнего сенсоров, в случае если угол между стволом и напластованием мал.
- Высокая стоимость каротажа

Для достижения максимальной результативности геонавигации необходимо использование комбинации этих описанных способов.

Компания “Геонавигационные технологии” разработала программный комплекс “Геонафт”, предназначенный для геологического сопровождения бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин с целью наиболее успешной проводки ствола в целевом горизонте.

“Геонафт” позволяет использовать методы сравнений каротажа и определения структурного угла пласта по азимутальному каротажу в простой и понятной пользователю форме. ПК, кроме того, имеет возможность автоматической загрузки данных в режиме реального времени. Общий вид ПК представлен на рис. 6.7.

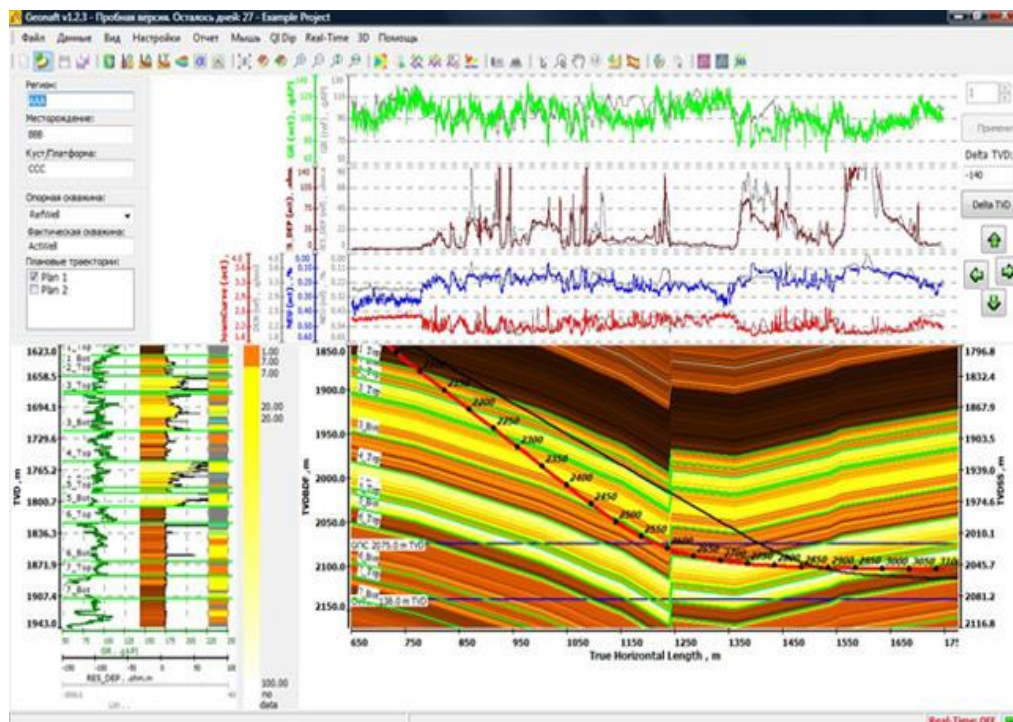


Рисунок 6.7. Общий вид ПК «Геонафт»

Настройка синтетического каротажа на фактический проводится во время бурения. Для нее, как правило, используют гамма-каротаж, записанный как во время бурения, так и в результате проведения геофизических исследований скважины (ГИС). При записи расширенного комплекса каротажа в процессе бурения дополнительно могут использоваться данные каротажа сопротивлений, нейтронного и плотностного.[12]

Основные допущения метода ДСК:

- решается двухмерная задача, т.е. разрез пласта выдержан по латерали и не изменяется;
- каротаж пилотного ствола или соседней скважины используется в том виде, в котором он записан, без корректировки на геометрию плаstopересечения с целевым интервалом;
- инклинометрия горизонтального ствола скважины принимается за истинную, все расчеты ведутся исходя из интерпретации замеров инклинометрии, предоставленной подрядчиком;
- определяется кажущийся угол залегания пласта в направлении бурения горизонтального ствола. [11]

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

На территории Каргасокского района Томской области на Игольско-Таловом месторождении в рамках проекта предусмотрено выполнение комплекса геофизических работ на Игольско-Таловом нефтяном месторождении

Забой проектной скважины - 2200 м, работы по проекту одной скважины.

С отбором проб начинается и этап лабораторно-аналитических исследований. В течение этого времени происходит текущая камеральная обработка. По окончании полевого периода наступает этап окончательной камеральной обработки и написание отчета.

7.1. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту

Комплекс проектируемых работ зависит от геологической задачи, которая формулируется в геологическом задании.

Для определения денежных затрат, связанных с выполнением геологического задания, необходимо определить прежде всего время на выполнение отдельных видов работ по проекту, спланировать их параллельное либо последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

Денежные затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от:

- видов и объемов работ;
- геолого-географических условий;
- материально-технической базы предприятия;
- квалификации работников;

- уровня организации работ. Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту (таблица 7.1) определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований. В данном случае проектный забой скважин - 2500 м.

В качестве нормативного документа был использован справочник «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49).

Таблица 7.1 Виды и объемы проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			На глубине, м	В интервале, м	
				Кровля	Подошва
Каротаж на открытом стволе					
1	Стандартный каротаж зондом А2,0М0,5N; ПС	1:500	2500	1000	2500
2	Стандартный каротаж зондом А2,0М0,5N; N11М0,5N; ПС	1:200	2500	1000	2500
3	Кавернометрия	1:500	2500	1000	2500
4	Микрокаротаж	1:200	2500	1000	2500
5	Боковой микрокаротаж (БМК)	1:200	2500	1000	2500
6	Боковой каротаж (БК)	1:200	2500	1000	2500
7	БКЗ-зондами: А8,0М1,0N; А4,0М0,5N; N0.5М2,0А; А1,0М0,1N; А0,4М0,1N	1:200	2500	1000	2500
8	Индукционный каротаж (ИК)	1:200	2500	1000	2500
9	Гамма каротаж	1:200	2500	1000	2500
10	ННК-т	1:200	2500	1000	2500
11	Резистивиметрия	1:200	2500	1000	2500
12	Инклинометрия	Через 20 м	2500	1000	2500
13	Контрольно-интерпретационные работы		2500	0	2500

7.2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования

Расчеты затрат времени, труда, материалов и оборудования производим для каждого проектируемого вида работ. Эти расчеты оформлены в виде таблиц.

Расчет затрат времени

Расчет затрат времени проводим для комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчеты затрат времени приведен в таблице 7.2).

Таблица 7.2 Расчет затрат времени

Вид работ	Объем		Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм	Итого времени на объем, мин.
	Ед. изм	Кол-во			
Стандартный каротаж	м	4000	3	мин/100м	120
Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	39	мин/опер	39
ПС	м	2500	3	мин/100м	75
Вспомогательные работы при ПС	опер	1	39	мин/опер	39
Кавернометрия	м	2500	3	мин/100м	75
Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	49	мин/опер	49
Инклинометрия (тчк через 50 м)	тчк	2500	1,8	мин/тчк	450
Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	49	мин/опер	17
РК(ГК, НК-Т), МЛМ (М 1:200)	м	3800	30	мин/100м	1140
РК(ГК, НК-Т), МЛМ (М 1:500)	м	1900	10,2	мин/100м	193,8
Вспомогательные работы при РК	опер	1	87,5	мин/опер	87,5

Продолжение таблицы 7.2

МБК	м	1900	50	мин/100м	950
Вспомогательные работы при МБК	опер	1	87,5	мин/опер	87,5
Резистивиметрия	м	1900	3	мин/100м	57
Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	39	мин/опер	39
ИК	м	1900	3	мин/100м	57
Вспомогательные работы при ИК	опер	1	39	мин/опер	39
СПК	м	20400	1,18	мин/100м	240,72
ПЗР	опер	1	112	мин/опер	112
Проезд	км	80	1,9	мин/км (дор. 2 кат.)	152
Тех. дежурство	Парт-ч	12	60	мин/парт-ч	720
Итого	На запись диаграммы:			3071	
	Всего:			4295,72	

Расчет затрат труда

Расчет затрат труда проводим для комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчеты затрат труда приведен в таблице 7.3).

Таблица 7.3 Расчет затрат труда

Вид работ	Объем		Затраты труда					
			Рабочие			ИТР		
	Ед. изм	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм	Итого времени на объем, чел-час
Стандартный каротаж	м	4000	0,18	чел-час/100 м	7,2	0,12	чел-час/100 м	4,8

Продолжение таблицы 7.3

Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
ПС	м	2500	0,18	чел-час/100 м	4,4	0,12	чел-час/100 м	3
Вспомогательные работы при ПС	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
Кавернометрия	м	2500	0,22	чел-час/100 м	5,5	0,15	чел-час/100 м	3,75
Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	2500	2,94	чел-час/опер	7350	1,96	чел-час/опер	7350
Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	1,02	чел-час/опер	1,02	0,68	чел-час/опер	1,02
ИК	м	1900	0,18	чел-час/100 м	3,42	0,12	чел-час/100 м	2,28
Вспомогательные работы при ИК	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	2,34
РК(ГК, ННКТ), МЛМ (1:200)	м	3800	1,8	чел-час/100 м	68,4	1,2	чел-час/100 м	45,6
РК(ГК, ННКТ), МЛМ (1:500)	м	1900	0,61	чел-час/100 м	11,59	0,41	чел-час/100 м	7,79
Вспомогательные работы при РК	опер	1	5,25	чел-час/опер	5,25	3,5	чел-час/опер	5,25
МБК	м	1900	3	чел-час/100 м	57	2	чел-час/100 м	38
Вспомогательные работы при МБК	опер	1	3,24	чел-час/опер	3,24	2,16	чел-час/опер	3,24

Продолжение таблицы 7.3

СПК	м	2040 0	0,07	чел- час/100 м	17,78	0,05	чел- час/100 м	51,975
ПЗР	оп ер	1	6,72	чел- час/опе р	6,72	4,48	чел- час/опе р	6,72
Проезд	Па рт -ч	12	3,6	чел- час/пар т-ч	43,2	2,4	чел- час/парт -ч	43,2
На запись диаграмм: чел-час.					7799,8			7746,4
Всего: чел-час.					7876,6			7856,3

Общие затраты труда (рабочие и ИТР) на запись диаграмм составляют 15546,17 чел-час.

Общие затраты труда (рабочие и ИТР) составляют 15732,87 чел-час.

Расчет затрат материалов и оборудования

Расчет затрат материалов и оборудования производим для промыслово-геофизической партии по обслуживанию бурящихся скважин.

Таблица 7.4 Оборудование, используемое комплексной партией по обслуживанию бурящихся скважин

Оборудование	Ед. изм	Количество
1	2	3
Подъемник каротажный самоходный ПКС-3,5М	шт	1
Каротажная станция Кедр-02/1,5В	шт	1
Ноутбук	шт	1
Спутниковый телефон	шт	1
Приборы:		
К1А-723М		
К3а-723	шт	2
ИОН-1	шт	2
Кедр-80СКПД	шт	2
АКВ-1	шт	2
СГДТ-НВ-Ц	шт	2
РК5-76	шт	2
СГП2-Агат	шт	1

7.3. Расчет производительности труда, количества партий

Проектное время бурения одной скважины 75 суток.

Исходя из этого затраты времени для комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине будут равны 36000 мин (600 ч).

Расчет производительности труда, комплексной геофизической партии, продолжительности выполнения работ осуществляется по формуле:

$$N = \frac{Q}{P_{\text{мес}} \times T}, \quad (7.1)$$

где Q – объем работ;

$P_{\text{мес}}$ – производительность труда за месяц;

T – время выполнения.

Расчет производительности труда за месяц находится в прямой зависимости от рассчитанных затрат времени. Для расчета используются формулы:

$$P_{\text{мес}} = P_{\text{с}} \times C, \quad (7.2)$$

где $P_{\text{с}}$ – производительность труда за сутки;

C – количество суток в месяце.

Для выполнения планируемого объема работ ГИС промыслово-геофизической партии на одной скважине будет затрачено 600 часов. Норма рабочего времени комплексной геофизической партии составляет 8 час/сутки. Тогда $P_{\text{мес}} = 240$ ч, $T = 600/8 = 75$ дней = 2,5 месяца, а $N=1$.

Учитывая, что работы будут проводиться вахтовым методом, а продолжительность вахты один месяц, то для проведения комплексных геофизических работ на одной скважине потребуется две партии. [38]

7.4. Планирование, организация и менеджмент при производстве геологоразведочных работ

Менеджмент - метод управления, совокупность приемов и способов воздействия на управляемый объект для достижения поставленных организацией целей. Его функциями являются: планирование, организация, мотивация, контроль.

Управление – это искусство создавать вещи посредством людей.

Планирование на геологоразведочном предприятии - это процесс, в результате которого цели предприятия увязываются со способами их достижения и конкретными действиями во времени и пространстве. В результате планирования появляется система планов.

Система планов ГРП и организаций дифференцируются по ряду признаков:

1. По длительности принимаемого периода планирования:

- долгосрочные генеральные планы (10 и более лет);
- среднесрочное перспективное планирование (до 5 лет);
- краткосрочное или годовое (1 год);
- оперативное.

2. В соответствии с конечной формой выпускаемого продукта, работ или услуг.

3. В соответствии с основаниями для постановки работ.

Ответственные за планирование на предприятии определяют содержание и последовательность процесса формирования системы планов. Использование для этих целей схем, воспроизводящих процесс планирования, является весьма полезным. В соответствии со схемами планирования определенные операции по планированию осуществляются регулярно, примерно в один и тот же период года, что обеспечивает непрерывность этого процесса.

Начало геологоразведочных работ обусловлено календарным планом и поступлением первого аванса. Величина первого аванса зависит от работ, планируемых к выполнению в первом квартале календарного и поэтапного планов.

Поэтапный план

Поэтапный план составляется, для того чтобы уже на стадии планирования организаторы и инвесторы знали, какие виды работ будут выполняться в тот или иной период времени (как правило за квартал) и какими результатами они завершатся.

Первый аванс на производство работ по проекту поступит на расчетный счет в соответствии с договором, тогда как последующие авансы перечисляются на основании акта обмера работ за предыдущий квартал. Таким образом, поэтапный план представляет собой таблицу, где указаны: временные периоды, виды и объемы работ, выполняемые в эти периоды; ожидаемые результаты по каждому периоду и виду работ (таблица 7.5).

Таблица 7.5 Поэтапный план работ

Дата		№ скв	Виды работ	Результаты работ
Начало	Конец			
1	2	3	4	5
26.09.17	30.09.17		Проектно-сметные работы	Создание проекта
01.10.17	29.10.17	1	Завоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Готовность проведения организации полевых работ
31.10.17	05.11.17		Организация полевых работ	Готовность проведения геофизических работ
05.11.17	18.01.18		Полевые работы	Получение геофизических данных по скважине
05.01.18	18.01.18		Контроль качества и интерпретация получаемых материалов	Получение геологических данных и свойств коллекторов по скважине
18.01.18	23.01.18		Ликвидация полевых работ	Готовность к вывозу оборудования
18.01.18	20.01.18		Выдача заключения по скважине	Выдача данных по скважине заказчику
21.01.18	26.02.17		Вывоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Полное завершение работ на данной скважине

7.5. Расчет сметной стоимости проекта

Для выполнения работ по проекту необходимы денежные средства, которые обеспечивает заказчик. Авансовое финансирование геологоразведочных работ является их отличительной чертой. Смету рассчитывают сами будущие исполнители проектируемых работ. Оптимальные

сметные затраты определяются узаконенными инструкциями, справочниками и другими материалами, имеющими для выполнения работ по проекту необходимы денежные силу закона. От полноты включенных затрат зависит в будущем экономика предприятия.

Сметные расчеты по видам работ

Таблица 7.6 Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5), комплексной геофизической партии

№	Вид работ	Объем		Стоимость каротажа	Ед. изм	Стоимость объема работ, руб	Повыш. коэфф.		Итого, руб
		Ед. изм	Кол-во				Коэф. удор	Коэф. норм. усл.	
1	Стандартный каротаж	м	4000	22,6	руб/100м	904	3,4	1,3	3995,7
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,4	1,3	1064,6
3	ПС	м	2500	22,6	руб/100м	565	3,4	1,3	2497,3
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,4	1,3	1064,6
5	Кавернометрия	м	2500	22,91	руб/100м	572,75	3,4	1,3	2531,6

Продолжение таблицы 7.6

6	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	247,19	руб/о пер	247,19	3,4	1,3	1092,6
7	Инклинометрия (тчк через 25 м)	тчк	250	5,24	р/тчк	1310	3,4	1,3	5790,2
8	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	64,17	руб/о пер	64,17	3,4	1,3	283,63
9	БКЗ	м	1900	22,6	руб/1 00м	429,4	3,4	1,3	1897,9
10	Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	240,87	руб/о пер	240,87	3,4	1,3	1064,6
11	ИК	м	1900	22,6	руб/1 00м	429,4	3,4	1,3	1897,9
12	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	240,87	руб/о пер	240,87	3,4	1,3	1064,6
13	РК(ГК, ННКТ), МЛМ (1:200)	м	3800	170,97	руб/1 00м	6496,8	3,4	1,3	28716,1
14	РК(ГК, ННКТ), МЛМ (1:500)	м	1900	113,99	руб/1 00м	2165,8	3,4	1,3	9572,88
16	МБК	м	1900	290,06	руб/1 00м	5511,14	3,4	1,3	24359,2

Продолжение таблицы 7.6

17	Вспомогательные работы при МБК	опер	1	275,24	руб/о пер	275,24	3,4	1,3	1216,56
18	Резистивиметрия	м	1900	22,6	руб/100м	429,4	3,4	1,3	1897,94
19	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	240,87	руб/о пер	240,87	3,4	1,3	1064,64
20	СПК	м	18300	7,34	руб/100м	1343,22	3,4	1,3	7992,15
21	ПЗР (на базе и на скважине)	опер	1	573,35	руб/о пер	573,35	2,94	1,15	1938,5
22	Проезд	км	80	15,49	р/км	1239,2	1,51	1,15	2151,87
23	Тех дежурство	Парт-ч	6	257,7	р/парт-ч	1546,2	2,28	1,15	4054,13
24	Итого:							108762,9	

Итого стоимость комплекса геофизических работ выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 108762.9 рублей.

При использовании каротажных автомашин Урал-4320 затраты на расход топлива при выполнении работ в одной скважине составляют 14268,1 руб. Расчет проводится на основе нормы расхода горючего при переездах и при стационарной работе.

Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 108762.9 рублей.

Стоимость полевых работ выполняемых комплексной партией (с учетом ГСМ и контрольно-интерпретационных работ) составляет 217525.86 рубля.

Общая сметная стоимость работ по проекту (форма СМ 1)

Общая сметная стоимость работ по проекту (форма СМ1) рассчитывается в соответствии с инструкцией по составлению проектов и смет (таблица 7.7).

Затраты, связанные с производством, называются основными расходами.

К основным расходам относятся: текущий заработок и затраты, учитывающие конституционные социальные гарантии; затраты, связанные с оплачиваемым ежегодным отпуском; единый социальный налог.

Кроме того, к основным расходам относятся: материальные затраты, электроэнергия, лесоматериалы; амортизация используемого оборудования; износ малоценных и быстроизнашивающихся предметов; услуги и транспорт, используемые в процессе работы.

Затраты геологоразведочного производства (по каждому виду полевых и камеральных работ) формируются в виде статей основных расходов.

Статьи основных расходов

1. Основная заработная плата (текущий заработок рабочих и ИТР).
2. Дополнительная заработная плата, за счет которой формируется фонд для оплаты отпуска (7,9% от основной заработной платы).
3. Страховые взносы (пенсионный фонд, фонд медицинского страхования, фонд занятости, фонд социального страхования), эти отчисления в размере 30% установленном законом рассчитываются от фонда заработной платы, т.е. суммы основной и дополнительной заработной платы.
4. Материалы, лесоматериалы, электроэнергия, сжатый воздух и т.д., т.е. все то, что переносит свою стоимость на геологоразведочные работы сразу и полностью.
5. Амортизация оборудования в виде нормы амортизации, рассчитанной в зависимости от балансовой стоимости оборудования и его срока использования.
6. Износ малоценных и быстроизнашивающихся предметов, которые служат долго, но стоят недорого. Их стоимость в размере 50% включается в затраты геологоразведочного проекта сразу, а оставшаяся часть списывается в

процессе хозяйственной деятельности по бухгалтерской документации возможно на затраты по другому проекту.

7. Услуги собственных вспомогательных производств (например, ремонтный цех), норма услуг рассчитывается на каждом предприятии самостоятельно и устанавливается для всех видов работ одинаковая.

8. Транспорт, используемый в процессе работы, также входит в себестоимость полевых геологоразведочных работ в виде нормы, рассчитанной на предприятии.

Таблица 7.7 Общий расчет сметной стоимости проектируемых работ (форма СМ-1)

№	Наименование работ и затрат	Объем		Итого затрат на объем / руб.
		Ед. изм.	Кол-во	
1	2	3	4	5
1	Основные расходы:			
	комплекс геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией		1	108762,93
	полевые каротажные работы		1	108762,93
	расход топлива		1	14268,1
	контрольно-интерпретационные работы		1	108762,93
	ИТОГО:	340556,9		
2	Накладные расходы	%	15	51083,53
3	Плановые накопления	%	25	85139,22
4	Компенсированные затраты			
	полевое довольствие	%	3	10216,70
	доплаты	%	8	27244,55
	охрана природы	%	5	17027,84
5	Резерв	%	10	34055,68
Итого сметная стоимость				270557,014
Договорная цена с учетом НДС (+18 %)				352057,27

Итого стоимость комплекса геофизических работ выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину составила - 352057,27 рублей.

8.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – это ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности (ICCSR 26000:2011 «Социальная ответственность организации»).

В рамках проекта предусмотрено выполнение комплекса геофизических работ на Игольско-Таловом нефтяном месторождении с целью решения геологических задач:

- литологическое расчленение;
 - выделение коллекторов;
 - определение подсчетных параметров для обоснования объема запасов. углеводородов (пористость, нефтегазонасыщенность, эффективные толщины, контакты пластовых флюидов и т.д.).
- В административном отношении Игольско-Таловое нефтяное месторождение находится в Каргасокском районе Томской области. В 2,5 км на запад и 2 км на север от него расположены разрабатываемые Карайское и Федюшкинское нефтяные месторождения

В географическом отношении район месторождения расположен в среднетаежной ландшафтно-климатической зоне. Рельеф пологоволнистый, слаборасчленённый, с общим наклоном поверхности в северном и северо-западном направлении

Гидрографическая сеть района Игольско-Талового нефтяного месторождения принадлежит бассейну верхнего течения р. Васюган, который протекает на расстоянии 20-25 км к северо-востоку от месторождения.

На территории Каргасокского района Томской области на Игольско-Таловом месторождении, в период с 01.10.18г по 15.05.19г будут проведены комплекс ГИС по исследованию скважины

8.1. Производственная безопасность

При проведении исследовательских работ на полевом и камеральном этапе возможно столкновение с опасными и вредными факторами, которые влекут за собой вред здоровью работников и, в отдельном случае, их смерть..

Таблица 8.1 Основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы

Этапы работ	Наименование Запроектирован-ных видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные Документы
		Опасные	Вредные	
1	2	3	4	5
Полевой	<p>Геофизические исследования в скважинах:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Стандартный электрический каротаж(КС); 2. Метод самопроизвольных потенциалов (СП); 3. Гамма-каротаж (ГК); 4. МКЗ; 5. Индукционный каротаж (ИК); 6. Боковой каротаж; 7. Нейтронный каротаж (НК); 8. Кавернометрия; 9. Инклинометрия 	<ol style="list-style-type: none"> 1.Электрический ток 2.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе 2. Превышение уровней шума 3.Недостаточная освещенность рабочей зоны (в ночное время суток) 4. Превышение уровня ионизирующих излучений 	<p>ГОСТ 12. 1.0 19-2009 [4] ГОСТ 12.1. 030-81 [5] ГОСТ 12.1.038-82 [6]</p> <p>ГОСТ 12.1.003-2014 [1] ГОСТ 12.2.003-91 [7] ГОСТ 12.2.062-81 [8] ГОСТ 12.4.125-83 [9]</p> <p>СП.52.13330.2011 [13] ГОСТ 12. 1.004-91 [2]</p> <p>ОСПОРБ-99 [10]</p>
Камеральный	Обработка материалов геофизических исследований с использованием компьютеров	Электрический ток	<ol style="list-style-type: none"> 1.Отклонение показателей микроклимата в помещении 2.Недостаточная освещенность рабочей зоны 	<p>СанПиН 2.2.4.548-96 [11] ГОСТ 12. 1.030-81 [5] ГОСТ 12. 1.038-82 [6] СП.60.13330.2012 [12] ПУЭ [19] СП.52.13330.2011 [13] СП.52.13330.2011 [26]</p>

Техника безопасности - это система организационно-технических мероприятий и средств, предотвращающих воздействие на работающих, опасных производственных факторов.[13]

Геофизические исследования в скважинах должны производиться с учетом требований единых правил безопасности при спускоподъемных работах, норм радиационной защиты, основных санитарных правил работы с

радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений.

8.1.1. Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Полевой этап

Электрический ток.

Опасность поражения током при проведении полевых работ заключается в возможности поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъёмника, лаборатории, скважинных приборов), поэтому требования безопасности сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

При работе с электрооборудованием нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.030-81 [5], ГОСТ 12.1.019-2009 [4], ГОСТ 12.1.038-82 [6]).

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надёжно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Соединительные провода, применяющиеся для сборки электрических схем, не должны иметь обнажённых жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний устройством зануления;
- применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;

- организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;
- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спускоподъемных операциях. Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возможность получить различного вида травму, возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных, монтажно-демонтажных работах на скважине и др.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам ГОСТ 12.2.062-81 [8], ГОСТ 12.4.125-83 [9], ГОСТ 12.2.003-91 [7].

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и

средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). Рабочие и инженерно-технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

Камеральный этап

Электрический ток

Источником электрического тока в камеральном помещении является электрическая сеть переменного тока.

Электрический удар является возбуждением живых тканей током, сопровождающийся сокращением мышц. Электротравмы делятся на три вида: местные, общие и смешанные. Наиболее опасен переменный ток с частотой 50 Гц [4]. К местным электротравмам относятся ожоги, электрические знаки, механическое повреждение мягких тканей, связок, костей, электроофтальмию. Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое, биологическое, механическое.

Причины электротравматизма: нарушение правил и инструкций; ухудшение электроизоляции, дефекты монтажа; переутомление.

При работе с компьютером существует опасность поражения электрическим током. Условия безопасности зависят и от параметров окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.). Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением. Во влажных помещениях или наружных электроустановках складываются неблагоприятные условия, при которых улучшается контакт человека с токопроводящими частями.

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам ГОСТ 12.1.030-81 [5], ГОСТ 12.1.019-2009 [4], ГОСТ 12.1.038-82 [6].

В таблице 8.2 приведена классификация помещений по электроопасности.

Таблица 8.2 Классификация помещений по опасности поражения людей электрическим током (ПУЭ)

1. <i>Особо опасные помещения</i> по поражению людей электрическим током. Создают особую опасность (особая сырость - 100%). Потолок, стены, пол и предметы покрыты влагой.
2. <i>Помещения с повышенной опасностью</i> поражения людей электрическим током. Влажность, превышающая 75%; высокая температура (выше +35°C). Возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединения с землей механизмов, проводов, с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования.
3. <i>Помещения без повышенной опасности</i> поражения людей электрическим током. Характеризуются отсутствием условий, создающих повышенную или особую опасность.

Камеральное помещение относится к помещениям без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность.

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов.

Запрещается располагать электроприборы в местах, где работник может одновременно касаться прибора и заземлённого провода, оставлять оголенными токоведущие части схем и установок, доступных для случайного прикосновения..

Электризация (статическое электричество) возникает при трении диэлектрических тел друг о друга. Электрические заряды могут накапливаться на поверхности металлических предметов.

Статическое электричество отрицательно действует на организм человека. Длительное воздействие обуславливает профессиональные

заболевания, особенно нервной системы. Кроме того, статическое электричество - одна из причин возникновения взрывов и пожаров.

Основные направления защиты от статического электричества предусматривают предотвращение возникновения электрических зарядов или ускорение стекания зарядов с наэлектризованной поверхности. Ускорению снятия зарядов способствует заземление оборудования, увеличение относительной влажности воздуха и электропроводности материалов с помощью антистатических добавок и присадок

8.1.2. Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Вредные производственные факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию, снижению работоспособности и отрицательному влиянию на потомстве.

Полевой этап

Превышение уровня шума

Основным источником шума при работе на буровых является дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки. При бурении скважин значительно возрастет уровень шума, что естественно отрицательно сказывается на здоровье человека. Некоторые геофизические исследования, применяемые для контроля состояния скважины, используются при бурении.

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы.

Шум нормируется согласно ГОСТу 12.1.003-2004[1]. В указанных нормативных документах предусмотрены два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю - эквивалентному уровню шума в дБА.

Выбор метода нормирования в первую очередь зависит от временных характеристик шума. По этим характеристикам все шумы подразделяются на постоянные, уровень звука которых за 8-часовой рабочий день изменяется не более чем на 5 дБА, и непостоянные, аналогичная характеристика которых изменяется за рабочий день более чем на 5 дБА. Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий приведены в таблице 8.3.

Пределный спектр шума - это совокупность нормативных значений звукового давления на следующих стандартных среднегеометрических частотах: 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц.

Второй метод нормирования - по эквивалентному уровню шума - основан на измерении шума по шкале А шумомера. Эта шкала имитирует чувствительность человеческого уха. Уровень шума, измеренный по шкале А шумомера, обозначается в дБА. Постоянные шумы характеризуются по предельному спектру шума, а непостоянные только в дБА.

Гигиенически допустимые уровни вибрации регламентирует ГОСТ 12.1.012-90 [3] в зависимости от частоты.

Таблица 8.3 Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий по ГОСТ 12.1.003-83 (извлечение)

Рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	63 5	125 5	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	95	87	82	78	75	73	71	69	80

В первую очередь следует использовать средства коллективной защиты. По отношению к источнику возбуждения шума коллективные средства защиты подразделяются на средства, снижающие шум в источнике его возникновения(звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов), и средства, снижающие шум на пути его распространения от источника до защищаемого объекта(наушники, беруши, шлемы и каски, специальные костюмы и обувь) [9].

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) применяются в том случае, если другими способами обеспечить допустимый уровень шума на рабочем месте не удастся. СИЗ включают в себя противοшумные вкладыши (беруши), наушники, шлемы и каски, специальные костюмы и обувь [9].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

При проведении ГИС в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться. Необходимые нормы освещенности рабочей зоны приведены в нижеследующей таблице. Осветительным прибором является лампа накаливания. Нормы искусственного освещения приведены в таблице 8.4.

Рабочее освещение нормируется СП.52.13330.2011 [26] в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона. Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации.

Таблица 8.4 Нормы искусственного освещения по СП.52.13330.2011 [26]

Места освещения	Освещенность, лк
Рабочие места у бурового станка (ротора, Лебедки)	40
Щиты контрольно-измерительных приборов	50
Площадка для кронблока	25
Двигатели, насосы	25
Лестницы, входы на буровую, приемный мост Зумп промывочной жидкости	10
Стены	500
Рабочий стол	300

При работе на компьютере, обычно, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении.

Превышение уровней ионизирующих излучений

В производственных условиях работники могут подвергаться воздействию разных видов лучистой энергии, имеющей как волновую, так и корпускулярную природу распространения. В виде электромагнитных волн распространяются радиоволны, световое, лазерное, ультрафиолетовое, инфракрасное, рентгеновское, гамма-излучение; в виде корпускул альфа -, бета-частицы, позитроны, нейтроны.

Все виды излучений имеют разную природу возникновения, особенности физического характера и биологического действия. Выделяют неионизирующие и ионизирующие излучения (ИИ). Контакт персонала геологической службы с источниками ИИ обусловлен либо наличием повышенной радиоактивности горных пород и руд, либо использованием радиоактивных изотопов.

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных элементов, таких как уран(U), торий(Tr) и калий(K^{40}). Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от ионизирующих излучений ОСПОРБ -99 [10]. В таблице 8.5 представлены пределы доз.

Таблица 8.5 Основные пределы доз (ОСПОРБ-99)

Нормируемые величины	Пределы доз	
	Персонал (группа А)	Население
Эффективная доза	20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год	1 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 5 мЗв в год
Эквивалентная доза за год в хрусталике глаза; Коже; Кистях и стопах	150 мЗв 500 мЗв 500 мЗв	15 мЗв 50 мЗв 50 мЗв

При исследовании скважин применяются радиоактивные вещества (РВ). Источниками ионизирующего излучения служат плутоний-бериллиевые сплавы и сплавы, содержащие радиоактивные изотопы цезия(Cs^{137}).

Для снижения внешнего облучения требуются меры: соблюдение расстояния до источника, сокращение длительности работы, защита из поглощающих материалов. Важным защитным мероприятием являются дозиметрический контроль. Работники, работающие с ИИИ, подлежат периодическому медицинскому контролю. К работам допускаются лица не моложе 18 лет.

Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия РВ, необходимо организовать их правильное хранение, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнения этими веществами рабочих мест.

Для предотвращения радиационного облучения надо соблюдать следующие правила:

- использовать источники излучения минимальной активности, необходимой для данного вида работ (K^{40}), активность 1 грамма которого составляет $2,652 \times 10^5$ Бк;

- выполнять операции с источниками излучений в течение очень короткого времени (не более 2 часов);

- проводить работы на максимально возможном расстоянии от источника излучений (не менее 10 метров), используя дистанционный инструмент;

- применять защитные средства в виде контейнеров, экранов и спецодежды (комбинезоны, шлема, сапоги, рукавицы, а также средства защиты дыхания: противогазы, респираторы, ватно-марлевые повязки и противопыльные тканевые маски);

- осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

При радиометрических исследованиях скважин используют закрытые источники излучений. На предприятиях радиоактивные вещества хранятся в специальных помещениях (хранилищах), оборудованных в соответствии со всеми современными требованиями. Хранилище имеет отделения для источников нейтронов, источников гамма-излучений, а также для радиоактивных источников, непригодных для дальнейшего использования.

КАМЕРАЛЬНЫЙ ЭТАП

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений (пространство высотой до 2 м над уровнем пола) регламентируется ГОСТ 12.1.005-88 [18] и СанПиН 2.2.4.548-96 [11] Этот ГОСТ устанавливает оптимальные и допустимые микроклиматические условия в зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы.

Микроклиматические параметры оказывают значительное влияние как на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье, так и надежность работы ПЭВМ (персональная электронно-вычислительная машина) и ВДТ (видеодисплейный терминал). В помещениях с такой техникой на

микроклимат больше всего влияют источники теплоты. К ним относятся вычислительное оборудование, приборы освещения (лампы накаливания, солнечная радиация). Из них 80% суммарных выделений дают ЭВМ, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата.

В таблице 8.6 приведены оптимальные нормы микроклимата для профессиональных пользователей в помещениях с ВДТ и ПЭВМ при легкой работе. Для поддержания вышеуказанных параметров воздуха в помещениях с ВДТ и ПЭВМ необходимо применять системы отопления и кондиционирования или эффективную приточно-вытяжную вентиляцию. Расчет потребного количества воздуха для местной системы кондиционирования воздуха ведется по теплоизбыткам от машин, людей, солнечной радиации и искусственного освещения согласно СП 60.13330.2012 [12].

В камеральных помещениях с ВДТ и ПЭВМ ежедневно должна проводиться влажная уборка. Камеральное помещение – это помещение, где проводится процесс обработки данных в кабинетных условиях.

Таблица 8.6 Параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры (СанПиН 2.2.2./2.4.1340-03 [27])

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный и Переходный	Температура воздуха в помещении	22-24°C
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	До 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25°C
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	0,1-0,2 м/с

Шум на рабочем месте

Источником шума на рабочем месте является сама вычислительная машина (встроенные вентиляторы, принтеры и т.д.), система вентиляции и другое оборудование.

Сильный шум вызывает трудности в распознавании цветовых сигналов, снижает быстроту восприятия цвета, остроту зрения, зрительную адаптацию, нарушает восприятие визуальной информации, снижает способность быстро и точно выполнять координированные движения, уменьшает на 5-12 % производительность труда.

Согласно ГОСТ 12.1.003-2004 [1] нормируемой шумовой характеристикой рабочих мест при постоянном шуме являются уровни звуковых давлений в децибелах в октавных полосах. Совокупность таких уровней называется предельным спектром (ПС), номер которого численно равен уровню звукового давления в октавной полосе со средне геометрической частотой 1000 Гц. В табл. 8.7 приведены допустимые уровни звукового давления на рабочем месте.

В соответствии с данным нормативом защита от шума, создаваемого на рабочих местах внутренними источниками, а также шума, проникающего извне, осуществляется следующими методами: применение средств коллективной (ГОСТу 12.1.003-2014) и индивидуальной (СН 2.2.4/2.1.8.562-96) защиты, рациональной планировкой и акустической обработкой рабочих помещений, использованием звукопоглощающих материалов (пористые, пеностекло) уменьшением площади стеклянных ограждений или окон.

Таблица 8.7 Допустимые уровни звукового давления на рабочем месте (ГОСТ 12.1.003-83 с изм. 1999 г.)

Рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Для персонала, осуществляющего эксплуатацию ЭВМ	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СП.52.13330.2011 [13]. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна. СанПиН 2.2.2./2.4.1340-03 [14] рекомендует левое расположение рабочих мест по отношению к окнам. Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. В качестве источников искусственного освещения используются люминесцентные лампы, которые попарно объединяются в светильники. Допускается применение ламп накаливания в светильниках местного освещения. Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении следует проводить чистку стекол, рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

При работе на компьютере, обычно, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении. Недостаточность освещения приводит к быстрой усталости глаз, а вследствие этого к последующему снижению работоспособности и внимательности. Недостаточное внимание может стать причиной какого-либо несчастного случая. Постоянная недоосвещенность рабочего места приводит к снижению остроты зрения.

Освещение помещений вычислительных центров должно быть смешанным. При выполнении работ категории высокой зрительной точности (наименьший размер объекта 0,3-0,5мм) величина коэффициента естественного освещения (КЕО) должна быть не ниже 1,5 %, а при зрительной работе средней

точности (0,5-1,0мм) КЕО должен быть не менее 1 % [13]. Требования к освещённости в помещениях, где установлены компьютеры, следующие: при выполнении зрительных работ высокой точности общая освещённость должна составлять 300 лк, комбинированная - 750 лк; при выполнении работ средней точности - 200 и 300 лк соответственно [13].

8.2. Экологическая безопасность

При производстве любых геологоразведочных работ необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.) и производить соответствующие природоохранные мероприятия.

Под экологической безопасностью мы будем понимать осуществление охраны следующих компонентов природы: атмосферы, гидросферы, а также осуществление охраны состояния почв, лесов, флоры и фауны [20].

Охрана атмосферы

Вследствие того, что Игольско-Таловое месторождение находится на необжитой территории, мы можем наблюдать тот факт, что уровень загрязнения воздуха на территории месторождения значительно ниже нормативов для населенных пунктов (Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 г.).

Источники загрязнения воздуха на Игольско-Таловом месторождении: газосборные сети, факелы сжигания попутного газа, котельные, противовыбросовая арматура скважин. Доминирующим загрязняющим веществом является метан.

Основными источниками загрязнения атмосферы двуокисью азота и окисью углерода являются транспортные средства с двигателями внутреннего сгорания. Выбросы углеводородов из скважин не несут существенного загрязнения в атмосферу.

Основные мероприятия по защите атмосферы предполагают обеспечение полной герметичности оборудования, трубопроводов, запорной арматуры.

Оборудование должно быть оснащено предохраняющими клапанами для выброса газа на факел.

Охрана гидросферы

В процессе разработки месторождения загрязнения гидросферы возможны при строительстве дорог и мостов, площадных объектов, при бурении скважин, при использовании подземного забора воды, а также при удалении сточных вод.

Для строительства площадок чаще всего приходится прибегать к изменению рельефа, которое нарушает уже сложившийся в естественных условиях сток. На территории промышленных площадок возможны утечки ядовитых и токсичных веществ в почву и мелкие водоемы.

Строительство подземных переходов трубопроводов нарушает русло и пойму реки, рельеф дна. Также при строительстве переходов часто вырубаются лес водоохраной зоны.

Строительство дорог может также нарушать поверхностный сток и приводить к заболачиванию территорий.

При проектировании бурения скважин на воду необходимо учитывать, что бурение водных скважин необходимо производить на расстоянии не менее 30 метров от мест бурения нефтяных и газовых скважин. После того как бурение и эксплуатация скважины окончены, скважину на воду необходимо ликвидировать методом санитарно-технической заделки.

В целях охраны подземных и поверхностных вод от загрязнения необходима утилизация очищенных промышленных стоков в специальные поглощающие скважины.

Мероприятия по охране гидросферы снизят уровень негативных воздействий на водную среду.

Основные нормативные документы по охране гидросферы это государственные стандарты (ГОСТ 17.1.3.12-86 [21], ГОСТ 17.1.3.13-86 [22], ГОСТ 14.1.4.01-80 [23]).

Охрана земель, лесов, флоры и фауны

Учитывая тот факт, что все промышленные объекты расположены строго в определенном месте, то это позволяет локализовать негативное влияние проиобъектов на экологию.

На территории Игольско-Талового месторождения нет почв благоприятных для ведения хозяйства. Пагубное воздействие на почву и растительность во время разработки месторождения проявляется в механическом нарушении почв и растительности, замене природных грунтов минеральными грунтами (песок) при отсыпке буровых площадок, дорог и т.д.

Планировка и отсыпка промышленных площадок иногда приводят к изменению влажности грунтов, которое приводит к неравномерным просадкам грунтов и деформации зданий и сооружений.

Для предотвращения деформаций зданий и строений необходимо сооружение поверхностного водоотвода, понижения уровня грунтовых вод с помощью глубокого дренажа, выбирать тип строительства с применением свайных конструкций фундаментов с углублением в пространство устойчивых грунтов.

При строительстве и эксплуатации трубопроводов нарушается тепловой баланс почв, изменению уровней промерзания и оттаивания, что приводит к «пучению» и просадкам почв. В целях предотвращения таких воздействий производится замена грунтов..

Во время бурения скважин также необходимо осуществлять качественную герметизацию обсадной колонны и заколонного пространства; необходимо обеспечить изоляцию водных пластов от пластов газа и нефти. В целях предупреждения фантанирования скважины требуется применять превенторы – противовыбросовые устройства на устье скважины.

Все вредные вещества от производственных работ необходимо собирать, накапливать, затем очищать и обезвреживать и утилизировать.

8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории или акватории, сложившаяся в результате аварии, опасного

природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Каждый работник компании обязан знать свои действия и обязанности в случае возникновения ЧС. Поэтому в каждой рабочей партии при проектировании работ разрабатываются или обновляются планы действий при ЧС.

В районе работ могут возникнуть ЧС техногенного характера(транспортные аварии, пожары, взрывы зарядов, внезапное обрушение зданий и сооружений, аварии на электроэнергетических сетях), а также природного (сильный снегопад, мороз, бури, поздний ледостав, раннее вскрытие рек).

Действия при возникновении ЧС:

1. Не паниковать;
2. Остановить работы, повлекшие к возникновению ЧС;
3. Сообщить о происшествии диспетчеру или руководителю, а также остальным рабочим (местонахождение, тип происшедшего случая, имена пострадавших, тип травмы или повреждения и т.п.). Уметь оказывать первую помощь пострадавшим.

Нужно своевременно проводить инструктаж по поведению в той или иной ЧС, а так же в каждом помещении(административных и в жилых помещениях), должны быть вывешены планы эвакуации.

Наиболее вероятной ЧС является пожар на рабочем месте, поэтому ниже будет более подробно рассмотрена пожарная безопасность.

Понятие пожарная безопасность означает состояние объекта, при котором исключается возможность пожара.

Согласно НПБ 105-03 [12] помещения вычислительного центра и жилые помещения полевого лагеря относятся к категории В1-В4 – пожароопасное, т.е. помещения, в которых есть твердое горючее и трудногорючие вещества и

материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом гореть. Это объясняется наличием в помещении предметов, изготовленных из твердых сгораемых материалов (рабочие столы, шкафы и т.д.).

Класс зон пожароопасности этих помещений - П - Па, т.е. это зона, расположенная в помещениях, в которых находятся твёрдые горючие вещества (целлюлоза) [13].

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса, ГОСТ 12.1.004-91 [7].

Все противопожарные мероприятия начинаются с издания начальником партии приказа об обеспечении пожарной безопасности, который является основным юридическим документом для предупреждения пожаров на предприятии. Данный приказ вводит в действие основные положения, инструкции и рекомендации в части организации противопожарной защиты территории, зданий, сооружений, помещений, взрыво- и пожароопасных производственных участков предприятия, а также назначает ответственных за пожарную безопасность в подразделениях предприятия и регламентирует их деятельность.

Инструкция о мерах пожарной безопасности должна висеть на видном месте. Каждый работающий на предприятии обязан четко знать и строго выполнять правила пожарной безопасности, не допускать действий, могущих привести к пожару.

Все производственные, служебные, складские, вспомогательные здания и помещения, а также территорию предприятия необходимо содержать в чистоте

и порядке. Двери эвакуационных выходов должны свободно открываться в направлении выхода из здания.

Технологическое оборудование при нормальных режимах работы не должно вызывать загораний и взрывов. Должны быть также предусмотрены защитные меры, ограничивающие масштаб и последствия пожара.

Пожарный инвентарь должен размещаться на видных местах, иметь свободный и удобный доступ: пожарные шкафы, пожарные щиты, пожарные стенды, пожарные ведра, бочки для воды, ящики для песка, тумбы для размещения огнетушителя [14]. Первичные средства пожаротушения – порошковые и углекислотные огнетушители [15].

Загромождать и закрывать пожарные проезды и проходы к пожарному инвентарю, оборудованию запрещается. Курить разрешается только в специально отведенных местах, обозначенных надписью «Место для курения».

Запрещается разбрасывать бумаги, картон, промаслянные концы и тряпки. Их нужно убирать в специальные металлические ящики для отходов.

При работе с огнеопасными материалами необходимо соблюдать противопожарные требования и иметь на рабочем месте для тушения пожара песок, воду, огнетушители и т. п. Средства огнетушения применять в соответствии с инструкциями в зависимости от характера горящего вещества.

Каждый рабочий или служащий при пожаре или загорании обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану, приступить к тушению очага пожара имеющимися на рабочем месте средствами пожаротушения (огнетушителем, песком и т. п.) и вызвать к месту пожара начальника партии.

При возникновении пожара надо организовать спасение людей, используя для этого имеющиеся средства: при необходимости вызвать газоспасательную, медицинскую и другие службы; прекратить все работы, не связанные с мероприятиями по ликвидации пожара: обеспечить защиту людей, принимающих участие в тушении пожара, от возможных обрушений конструкций, поражений электрическим током, отравлений, ожогов.

8.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.4.1 Специальные нормы трудового законодательства

В компании ОАО «Томскгазпромгеофизика», предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ) [26].

Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором [27].

На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ) [28].

В компании для работников, работающих вахтовым методом предусмотрен отпуск в 40 календарных дней. Раз в два года оплачивают в 100% объеме дорогу до места отпуска и обратно. Предоставляется лечения в санаториях относящиеся к компании.

8.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Геофизические работы в скважинах должны производиться после принятия скважины у представителя «заказчика», как правило это мастер участка или главный геолог, под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия «подрядчика», как правило это начальника партии.

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается

актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным «заказчиком» и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей куста эксплуатационных скважин.

Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство монтирования лубрикаторного оборудования, спуска, замены и извлечения скважинных приборов.

Автокран, ППУ, каротажный подъемник должны быть исправны для бесперебойного обеспечения выполнения геофизических работ.

Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а также ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника.

Мостки на устье скважины должны быть исправны и очищены от нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна быть не более $\frac{2}{3}$ разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске скважинного снаряда на максимальную глубину на барабане лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля. Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен

выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля. Скорость подъема кабеля при подходе скважинного прибора к башмаку обсадной колонны и после появления последней предупредительной метки должна быть снижена до 250 м/ч. Каротажный подъемник должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками (подколками, якорями) так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника, надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования. В процессе выполнения работ после подачи предупредительного сигнала запрещается нахождение людей в пределах опасных зон.[16]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения дипломного проекта был выбран и обоснован комплекс геофизических методов исследования скважин на Игольско-Таловом нефтяном месторождении (Томская область).

Проектная скважина нацелена на изучение продуктивного пласта Ю₁² Игольско-талового месторождения. Для изучения проектной скважины был выбран и обоснован следующий комплекс методов:

Стандартный каротаж, боковое каротажное (электрическое) зондирование (БКЗ), ВИКИЗ, боковой каротаж (БК), микробоковой каротаж (МБК), кавернометрия (КВ), радиоактивный каротаж (ГК, НКТ), индукционный каротаж (ИК), резистивиметрия.

Данный комплекс геофизических исследований позволяет решить нам ряд поставленных задач: литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов, оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, оценка характера насыщения.

Обоснование комплекса геофизических методов, а также их методика учитываются на основании проведенных ранее комплекс геофизических исследований.

В специальной части рассмотрены методы геонавигации и роль методов ГИС в процессе геологического сопровождения бурения, отдельно был рассмотрен метод двумерного синтетического каротажа. Задачей геонавигации в целом и метода ДСК в частности не является точная геометризация целевого пласта. Главная цель – определить относительное положение кровли (и всего разреза) по отношению к стволу ГС (БГС) на основе данных замеров инклинометрии и каротажа горизонтального ствола и опорной скважины (пилотного ствола) с учетом описанных допущений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Производственное геологическое объединение «Томскнефтегазгеология», Комплексная тематическая экспедиция, Информационная записка №37 «История открытия, изучения и разведки Игольско-Талового месторождения нефти» Томск 1986 стр.100
2. Производственное геологическое объединение «Томскнефтегазгеология» Западная НРЭ, «Отчет о геологических результатах работ Западной нефтеразведочной экспедиции за 1980 год» с. Новый Васюган, 1981 год стр.17-19.
3. «Технологический проект разработки Игольско-Талового нефтяного месторождения Томской области» ОАО «ТомскНИПИнефть», 2015 г.
4. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск, СОРАН, ИГиИГ, 2002.
5. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.И. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) Томск 2006 г.
6. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. / М.: Минэнерго России, 2001
7. Вендельштейн Б.Ю. “Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов”. - М.: Недра, 1966.
8. Латышева М.Г. “Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования”. - М.: Недра, 1981.
9. Геонавигация скважин : учебное пособие Кульчицкий В. В.; Григашкин Г. А.; Ларионов А. С.; Щебетов А. В.— Москва: Пресс, 2008. — 312 с.
10. Научно-технический «Вестник» ОАО «Роснефть»; Выпуск 23, апрель-июнь 2011 Геонавигация при бурении горизонтальных скважин и боковых стволов; стр.18-20

11. Геологическое сопровождение бурения горизонтальных скважин в режиме реального времени Р.А. Малахов, И.Ф. Шарипов (ОАО «НК «Роснефть»), В.Ю. Малясов, О.В. Корольков, С.Л. Ядрышников (ЗАО «Ванкорнефть»); 2010г. стр.96-99.
12. <http://geosteertech.ru/info/info/modern-geosteering-techniques/>
[Электронный ресурс] “Геонавигационные технологии”
13. ГОСТ 12.1.003-2004 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
14. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
15. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
16. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
17. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
18. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
19. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
20. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
21. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
22. ОСПОРБ-99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.
23. СанПин 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
24. СП 60.13330.2012. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
25. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
26. СанПиН 2.2.2./2.4.1340-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы “Гигиенические требования к персональным электронно-

- вычислительным машинам и организации работы”. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
- 27.Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. - М.: Недра, 2001.
- 28.СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Госстрой России, 1997. - С. 12.
- 29.СН 2.2.4./2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.
- 30.ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 31.ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. — Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 512 с.
- 32.ГОСТ 17.0.0.01-76. Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов.
- 33.ГОСТ 17.1.3.12-86 ССОП. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.
- 34.ГОСТ 17.1.3.13-86 ССОП. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.
- 35.ГОСТ 17.1.4.01-80 ССОП. Общие требования к методам определения нефтепродуктов в природных и сточных водах.
- 36.Правила безопасности при геологоразведочных работах ПБ 08-37-93
- 37.СП.52.13330.2011 [5]
- 38.ПОСН 81-2-49 Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ.